



A 2030-AS MEGÚJULÓENERGIA-ARÁNY ELÉRÉSÉNEK KÖLTSÉGBECSLÉSE



A 2030-as megújulóenergia-arány elérésének költségbecslése

A tanulmány az Innovációs és Technológia Minisztérium megbízásából készült.

Kutatásvezető: Mezősi András

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

Szerzők: Bartek-Lesi Mária, Dézsi Bettina, Felsmann Balázs, Kácsor Enikő, Kotek Péter, Mezősi András, Rácz Viktor, Selei Adrienn, Szajkó Gabriella, Szabó László, Takácsné Tóth Borbála

2018. november

A tanulmányban foglaltak a szerzők véleményét tükrözik.

© REKK

Tel.: +36-1-482-5153

E-mail: rekk@rekk.hu

VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

A tanulmány célja

1. Magyarországnak 2018 év végiéig el kell készítenie az Európai Bizottság számára a Nemzeti Energia- és Klímaterv előzetes változatát, majd a véglegeset 2019 végére. Az előzetes tervhez szükséges a főbb sarokszámok lefektetése, beleértve a 2030-as megújuló energia célszámokat. Jelen tanulmány célja annak vizsgálata, hogy különböző megújuló arányok milyen költségek mellett érhetők el.
2. Az elemzés segítséget nyújt ahhoz, hogy Magyarország olyan 2030-ra vonatkozó megújuló célszámot határozzon meg, amely reális költségek mellett érhető el, ezért felvázoljuk a 2030-ra várható megújuló költséggörbét, bemutatva, hogy az egyes technológiáknak mekkora támogatásigénye van egységnyi megújulóenergia-felhasználás növelésére.
3. Az elemzés csak a teljes megújuló energia célszámok elérésének költségét vizsgálja, nem elemzi a közlekedési célú megújulóenergia-felhasználási célszámok elérhetőségét.
4. Az elemzés során elsősorban az innovatív megújuló technológiákat elemezzük, nem tárgya a vizsgálatnak például a háztartási tűzifa részletes elemzése, illetve a hőszivattyún és a napkollektoron kívüli egyéb, nem távhő alapú megújuló hőfelhasználás területén elérhető megújulóenergia-felhasználás.

Alkalmazott módszertan

5. A megújulók költségének meghatározása során azt vizsgáltuk, hogy a teljes élettartamot figyelembe véve mekkora a megújuló termelés fajlagos költsége. Ehhez a szakirodalomban alkalmazott legelterjedtebb mutató, az ún. LCOE (Levelized Cost of Energy) értékeket határoztuk meg.
6. A súlyozott átlagos tőkeköltség (WACC) értékét a MEKH által használt módszertan alapján határoztuk meg valamennyi technológiára. A naperőművek esetében 6,04%-os WACC értékkel számoltunk, míg irodalmi adatok alapján a többi technológiát ennél kockázatosabbnak tekintettük, így a szél-erőművekre 7,55%-os, a biogáz és biomassza erőművekre 8,55%-os, míg a geotermikus áramtermelés esetén 10,55%-os tőkeköltséget feltételeztünk.
7. Minden szektor estében az alternatív technológia költségéhez viszonyítottuk a számított LCOE értéket. Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja, hogy az egyes szektorokban mit tekintettünk alternatív technológiának, illetve feltüntettük annak fajlagos költségét is.

**I. TÁBLÁZAT: AZ EGYES SZEKTOROK ESETÉN FIGYELEMBE VETT ALTERNATÍV
TECHNOLÓGIA ÉS ANNAK FAJLAGOS KÖLTSÉGE**

			Figyelembe vett alternatív technológia	Alternatív technológia fajlagos költsége
Hő	Egyedi hő	Hőszivattyú	Gázkazán LCOE értéke	115 €/MWh
		Napkollektor	Földgáz végfelhasználói ára	31 €/MWh
	Távhő	Geotermikus	Földgáz kazán LCOE értéke, vagy a földgáz változó költsége (részletesen ld. A Magyarországi Távhőpiaci Modell)	
		Szilárd biomassza		
		Hulladék		
	Biometán		Földgáz nagykereskedelmi ára	25 €/MWh
Áram	PV		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Szilárd biomassza		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Biogáz		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Geotermia		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Szél		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
Közlekedés	Bioüzemanyagok		Hagyományos üzemanyagok ára	16,25 €/GJ a dízelolaj és 15,97€/GJ a benzin esetében
	Közúti gépjárművek		Hagyományos gépjárművek bekerülési és üzemeltetési költségei	Ld. részletesen a későbbi fejezetben

Szilárd biomassza fenntarthatósági aggályok

- 8.** A hazai kitermelésű és a hivatalos statisztikákban megjelenő tűzifa energiatartalma alig több mint harmada annak az energiamennyiségnek, ami a hivatalos hazai energiamérlegben tűzifa felhasználásból származik. A források oldalán hiányzó tűzifa problémáját a tűzifa külkereskedelme (Magyarország nettó exportőr) és az ültetvény eredetű faanyag (egyelőre statisztikailag elhanyagolhatóan kevés) sem oldja meg.
- 9.** Felhívjuk a figyelmet, hogy mindenképp szükséges és sürgető a hatósági adatok módszertani kérdéseit tisztázni és hivatalos magyarázatot adni a hivatalos statisztikák között feszülő ellentmondásra. Ennek hiányában a statisztikákat nem lehet megbízhatónak tekinteni.
- 10.** Ezek alapján jelen tanulmány nem vállalkozik megújuló energiapotenciál becslésre a szilárd biomassza szegmensben. Annak a lehetősége is fennáll ugyanis, hogy a felhasználás oldali adatok a helyesek, és ebben az esetben kérdéses, hogy a tűzifa mennyiben származik fenntartható erdőgazdálkodásból. A fenntarthatóság pedig alapvető feltétele annak, hogy a szilárd biomasszát megújuló energiaforrásnak tekintsük.
- 11.** Különösen veszélyes volna jelen helyzetben a statisztikai probléma tisztázása előtt bármilyen megújuló energia támogatási rendszert kialakítani a szilárd biomasszára. Mivel már így is kérdéses a szilárd biomassza-felhasználás fenntarthatósága, a további felhasználás oldali támogatások (pl. villamos energia tarifa prémium) esetlegesen még kevésbé fenntartható irányba tolhatják a problémát.

2030-as referencia termelés

- 12.** Az alábbi táblázatban összefoglalóan mutatjuk be, hogy abban az esetben, ha nincs semmiféle addicionális támogatás a megújulókra vonatkozóan, akkor mekkora megújuló penetrációval számolhatunk. Ezt az esetet nevezzük a 2030-as referencia forgatókönyvnek. (Sem a 2016-os tény, sem a 2030-as referencia nem tartalmazza az ipari szektorok saját energiatermeléséből származó felhasználását.)

II. TÁBLÁZAT: A 2016-OS TÉNY, ILLETVE A 2030-AS REFERENCIA MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS AZ EGYES SZEKTOROKBAN, TJ

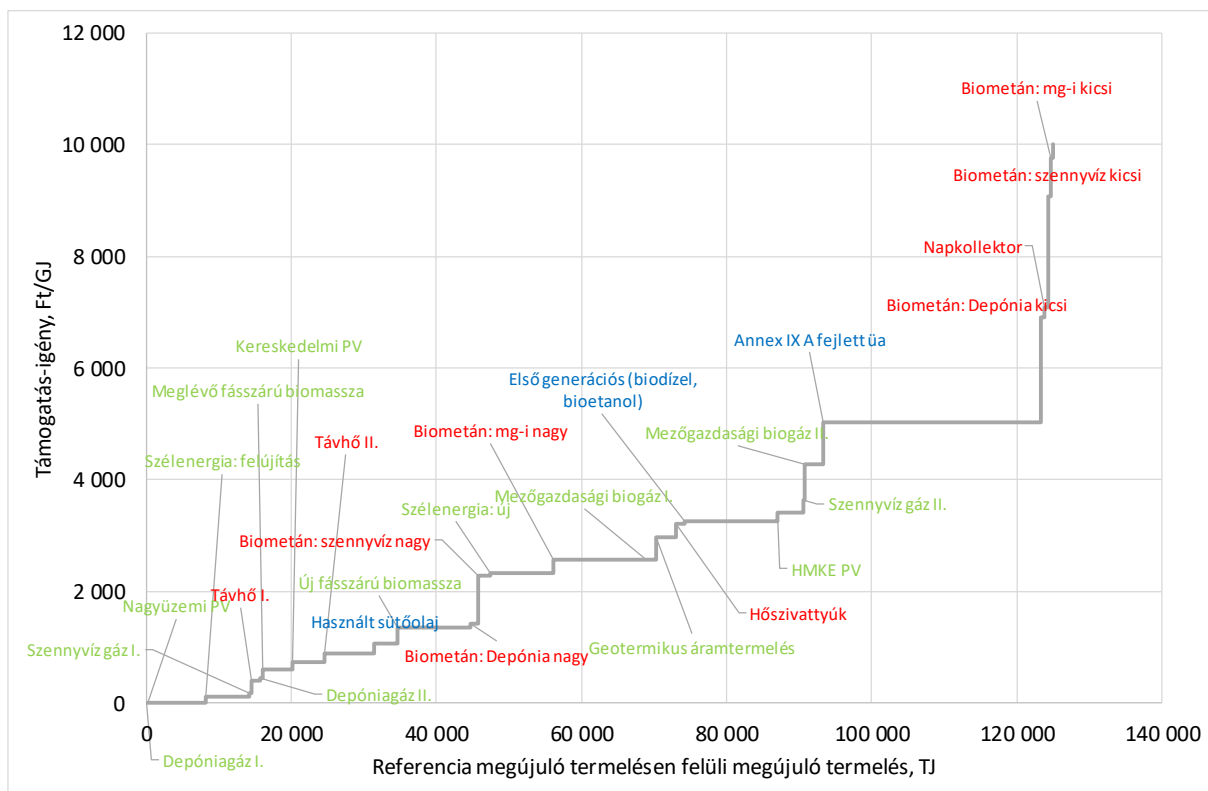
			2016	2030	2016, részesedés
Hő	Egyedi hő	Szilárd biomassza	79 076	79 076	71.7%
		Geotermikus	2 116	2 116	1.9%
		Biogáz	557	557	0.5%
		Hőszivattyú	222	1 280	0.2%
		Napkollektor	468	766	0.4%
		Megújuló hulladék	123	123	0.1%
	Távhő	Geotermikus	2 700	6 932	2.4%
		Szilárd biomassza	5 172	12 830	4.7%
		Hulladék	505	505	0.5%
		Biogáz	165	165	0.1%
		Napkollektor	0	0	0.0%
	Biometán		0	0	0.0%
Áram	Víz	836	836	0.8%	
	PV	725	7 920	0.7%	
	Szilárd biomassza	5 374	0	4.9%	
	Biogáz	1 200	1 616	1.1%	
	Geotermia	0	79	0.0%	
	Megújuló hulladék	882	882	0.8%	
	Szél	2 393	2 393	2.2%	
Közlekedés	Bioüzemanyag	7 783	3 098	7.1%	
Összes			110 297	121 175	100%
Közlekedés - RES-E	Megújuló közúti	24	514	-	
	Megújuló vasút	1 129	1 129	-	
	Egyéb megújuló	11	11	-	

*: Zölddel jelöltük azon szektorokat, amelyeket részletesen vizsgáltunk, míg citromsárgával a részleteiben nem elemzett szektorokat

A megújulóenergia-források költséggörbéje

- 13.** A referencián felüli megújulóenergia-termelés vizsgálata során meghatározzuk a megújulók költséggörbéjét, amely azt mutatja, hogy adott technológiák milyen támogatás mellett képesek elterjedni, és adott költségek mellett mekkora az egyes megújuló energiaforrások kiaknázzható potenciálja.

I. ÁBRA: A REFERENCIÁN TÚL A MEGÚJULÓK PENETRÁCIÓJA KÜLÖNBÖZŐ TÁMOGATÁSI SZINT MELLETT



*: A zöld szín az áramszektort, a piros a hőszektort, míg a kék a közlekedési szektort jelöli

** : A nyílak minden esetben az adott technológia „kezdését” jelölik, azaz a tőle jobbra lévő szakasz jelöli az adott erőforrás penetrációját

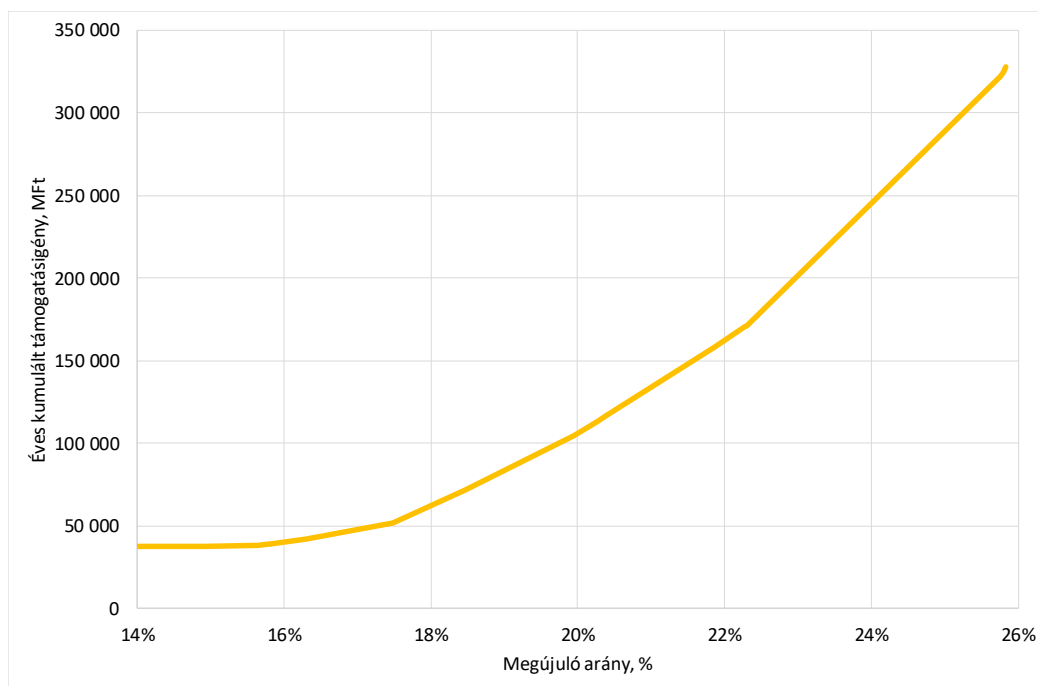
- 14.** A fenti költséggörbét két ponton is módosítani kell, hogy valós képet kaphassunk:

- A biometán illetve a biogáz alapú áramtermelés ugyanazon nyersanyag bázison termel, így a továbbiakban minden szegmens esetében azon technológiával kalkulálunk, amely olcsóbb fajlagos támogatásigénnyel bír.
- A fenntarthatósági kételyek miatt a fászfűrű biomassza semmiféle energetikai célú felhasználásának a támogatását nem javasoljuk addig, amíg ezt a kérdést megnyugtatóan nem tisztázzák. Ezért a módosított megújuló-költség-görbében nem szerepeltettük ezen technológiát.

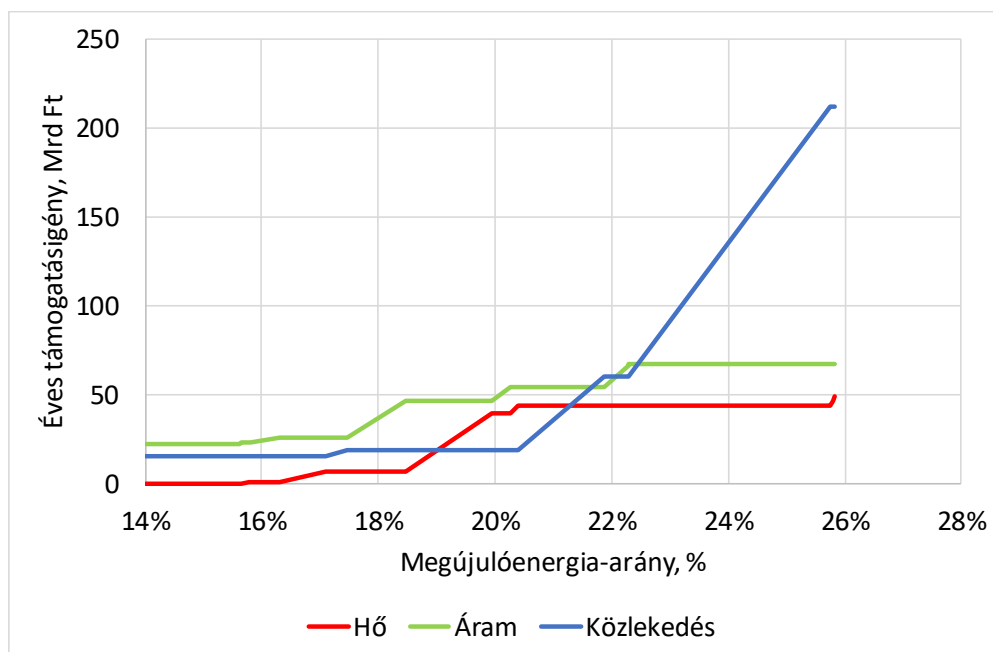
Támogatásszükséglet meghatározása

- 15.** A referencia forgatókönyvben két olyan szektor van, amely esetében támogatási igény merül fel: a másodgenerációs bioüzemanyagok, (ahol feltételeztük, hogy legalább 1,75%-os arányt el kell érni) illetve a jelenlegi KÁT-os megújuló termelők (beleértve a 2 GW PV-t) támogatási költségei. Ezek összességében 37,5 milliárd forint/év támogatásszükséglettel bírnak.
- 16.** Az alábbi két ábrában összefoglalóan bemutatjuk, hogy a referencia támogatási igényeket is figyelembe véve adott megújulóarány eléréséhez mekkora teljes illetve szektorális támogatás szükséges. Látható, hogy 20%-os megújulóarány esetében a teljes támogatási igény mintegy 100 milliárd forintot tesz ki évente. Ebből 19 milliárd forint a közlekedési szektorban, 40 milliárd a hőszektorban, míg 46 milliárd forint az áramszektorban keletkezik.
- 17.** Ez a támogatásszükséglet nagyságrendileg azonos a 2010-es KÁT kasszával, amely akkor 85,5 Mrd forint támogatásban részesítette a megújuló és kapcsolt termelőket.

II. ÁBRA: A MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS ÖSSZESÍTETT ÉVES KÖLTSÉGE BELEÉRTVE A REFERENCIA ÉS AZ ADDICIONÁLIS MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁST IS



III. ÁBRA: A MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS ÖSSZESÍTETT ÉVES KÖLTSÉGE BELEÉRTVE A REFERENCIA ÉS AZ ADDICIONÁLIS MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁST IS, SZEKTORÁLIS BONTÁSBAN



Szabályozási korlátok, javaslatok

- 18.** Habár a tanulmány céljai közé nem tartozik részletes szabályozási javaslatok megfogalmazása, a kutatásunk során számos olyan akadályozó-tényezőt találtunk, amely gátolhatja a megújuló célok elérését:
- a.** A távhőszektor esetében szükséges a szabályozást befektetőbaráttá átalakítani, hogy a megújuló energiaforrás alapú létesítmények megépülhessenek.
 - b.** A biogáz alapú áramtermelés esetében a környező országokénál szigorúbb követelményeket határoznak meg a magyar hatóságok az alapanyagok kezelésére vonatkozóan. Ez korlátot jelent a már megépült kapacitások magasabb kihasználása előtt, ezért érdemes ezek szükségességét átgondolni.
 - c.** A szélenergia esetében az építési és egyéb jogszabályok megváltoztatására van szükség, hogy lehetővé váljon az új erőművek építése és a régiek felújítása.
- 19.** Ahhoz, hogy a fent ismertetett fajlagos támogatások effektívek legyenek, versenyzői támogatáskiosztás szükségeltetik a legtöbb szektor esetében, különösen igaz ez az áramszektorra.

TARTALOMJEGYZÉK

Vezetői összefoglaló.....	i
Tartalomjegyzék.....	vii
Ábrajegyzék.....	viii
Táblázatok jegyzéke.....	x
1. Bevezetés.....	1
2. Megújuló technológiák költségeinek és potenciáljának meghatározása.....	2
2.1. Elemzett területek meghatározása.....	2
2.2. Alkalmazott módszertan a technológiai költségek meghatározására.....	3
2.3. Villamosenergia-szektor.....	5
2.4. Hőszektor.....	30
2.5. Közlekedési szektor.....	48
3. A 2030-as referencia megújulóenergia-termelés meghatározása.....	59
4. A megújulóenergia-források költséggörbéjének meghatározása.....	61
4.1. A megújulóenergia-források költséggörbéje.....	61
4.2. A megújuló erőforrások módosított költséggörbéje.....	65
4.3. Különböző megújuló penetrációs szintek éves költsége.....	68
5. Magyar gázkereslet hatása a magyar nagykereskedelmi gázára, 2030.....	75
5.1. Az EGMM főbb inputadatai.....	75
5.2. A modellezés eredménye.....	77
6. Felhasznált irodalom.....	80
7. A Melléklet: Az egyes megújuló technológiák fajlagos támogatási igénye, illetve a potenciálja, különböző súlyozott átlagos tőkeköltség mellett.....	88
8. B Melléklet: Az Európai Gázpiaci Modell leírása.....	89
9. C Melléklet: A mezőgazdasági biogáz potenciál becslése és előrejelzése 2030-ig.....	95
9.1. A lehetséges mezőgazdasági alapanyagok áttekintése.....	95
9.2. Prognózis.....	98
9.3. Összefoglalás.....	110

ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: A forrás és felhasználás oldali hivatalos statisztikai tűzifa adatok ellentmondása..	25
2. ábra: A Magyarországi Távhőpiaci Modell működése	31
3. ábra: A meglévő távhőtermelők határkölségeinek meghatározása	33
4. ábra: A jelenleg meglévő távhőtermelő kapacitások várható alakulása 2018-2030 között, MWth	36
5. ábra: Hőtermelés átlagkölsége 2030-ban, Ft/GJ	37
6. ábra: Különböző fajlagos megújuló támogatás és biomassza ár esetén a megújuló penetrációja 2030-ban.....	38
7. ábra: A hazai napkollektor állomány alakulása	43
8. ábra: Hőszivattyú állomány és új telepítések, db	44
9. ábra: Fejlett üzemanyagok becsült átlagos előállítási kölsége 2030-ban és 2050-ben (HIGH szcenárió)	50
10. ábra: Tisztán elektromos (FEV) személygépjárművek kumulált darabszáma eltérő felfutási ütemek mellett (2018-2030)	54
11. ábra: Támogatásigény az elektromos járművek 2030-as 9%-os arányának elérése érdekében	57
12. ábra: Fajlagos támogatásszükséglete az E-autóknak, különböző belépési éveket figyelembevéve	58
13. ábra: A referencián túl a megújuló energiaforrások penetrációja különböző támogatási szintek mellett.....	62
14. ábra: A megújuló felhasználás aránya különböző támogatási szint mellett	64
15. ábra: Különböző WACC érték esetén a megújulók kölséggörbéje	65
16. ábra: A megújulók módosított penetrációja különböző támogatási szint mellett	66
17. ábra: A megújulók módosított aránya különböző támogatási szint mellett	67
18. ábra: A KÁT mérlegkör beépített teljesítményének alakulása és várható kifutása 2008-2044	69
19. ábra: Az addicionális megújulóenergia-felhasználás összesített éves kölsége	71
20. ábra: Az addicionális megújulóenergia-felhasználás összesített kölsége szektorális bontásban	72
21. ábra: A megújulóenergia-felhasználás összesített éves kölsége, beleértve a referencia és az addicionális megújulóenergia-felhasználást is	73
22. ábra: A megújulóenergia-felhasználás összesített éves kölsége szektorális bontásban, beleértve a referencia és az addicionális megújulóenergia-felhasználást is.....	74

23. ábra: Különböző hazai földgázfogyasztás esetén a modellezett nagykereskedelmi földgáz ára, €/MWh.....	78
24. ábra: A nagylétszámú állattartó telepek aránya az EU országaiban, 2016.....	97
25. ábra: Nagyállategységben (ezer LSU) kifejezett állatállományok alakulása, lineáris trendillesztés.....	102
26. ábra: A szarvasmarha állomány előrejelzése lineáris és logaritmikus trendfüggvénnyel (ezer db).....	103
27. ábra: Szántóföldi gabonanövények évente betakarított termése 1990-2017, ezer tonna	107
28. ábra: Szántóföldi gabonanövények betakarított területe, 1990-2017, ezer hektár.....	108
29. ábra: A mezőgazdasági biogáztermelés energia potenciáljának historikus értékei és előrejelzése	113

TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE

1. táblázat: Elemzett technológiák.....	2
2. táblázat: A megújuló energia beruházásokra feltételezett reál diszkontráták értéke	4
3. táblázat: Az egyes szektorok esetén figyelembe vett alternatív technológia és annak költsége.....	4
4. táblázat: PV beruházási költségek.....	6
5. táblázat: LCOE számítás bemeneti adatai és eredményei, 2025 és 2030.....	9
6. táblázat: A szárazföldi szélenergia beruházási költségeinek költségnemek szerinti bontása (részesezése a teljes beruházási költségből).....	12
7. táblázat: Szárazföldi szélenergia beruházási költségek.....	12
8. táblázat: A szárazföldi szélenergia üzemeltetési és fenntartási (O&M) költségeinek költségnemek szerinti bontása (részesezése a teljes üzemeltetési és fenntartási költségből)	15
9. táblázat: LCOE számítás adatai és eredményei	16
10. táblázat: A jelenlegi és a potenciális biogáz alapú beépített kapacitások.....	18
11. táblázat: Becsült villamosenergia-termelési potenciál, TJ	19
12. táblázat: A költségbecslés során használt főbb feltételezések.....	20
13. táblázat: A biogáz alapú villamosenergia-termelés egységköltségei és támogatási igénye	20
14. táblázat: A szakirodalomban szereplő LCOE értékek, €/MWh.....	20
15. táblázat: Az érzékenységvizsgálatok eredményei, LCOE érték, €/MWh.....	21
16. táblázat: Összes megújulóenergia felhasználás, PJ, és azon belül a szilárd biomassza felhasználás aránya, PJ, %, 2014-16	22
17. táblázat: A szilárd biomassza energetikai célú felhasználásának éves országos mérlege, 2016, PJ	22
18. táblázat: Az összes fa és tűzifa kitermelési adatok a NÉBIH Erdészeti Igazgatóság közlése alapján, és a tűzifa becsült energiatartalma	23
19. táblázat: Tűzifa import, export és nettó export Magyarországon, ezer m3	24
20. táblázat: Magyarországi energetikai ültetvényekben termelt faanyag hengeresfa egyenértékben (ezer m3) és energia tartalomban (PJ) kifejezve	24
21. táblázat: Az LCOE becslés paraméterei és a számítások eredményei.....	27
22. táblázat: Szakirodalmi geotermikus LCOE értékek	28
23. táblázat: Geotermikus LCOE becslés input adatai	29
24. táblázat: REKK geotermikus LCOE becslés eredményei.....	30

25. táblázat: Különböző biomassza ár és fajlagos támogatás mellett a geotermikus és a biomassza alapú távhőtermelés elterjedése, TJ.....	39
26. táblázat: Hazai szakirodalmi LCOE értékek a hőszivattyúra vonatkozóan, €/MWh.....	40
27. táblázat: Referencia kiinduló alapadatok	41
28. táblázat: A különböző technológiák LCOE értékei és szükséges támogatásigénye, €/MWh	42
29. táblázat: A napkollektorok becsült elterjedése támogatással és anélkül	44
30. táblázat: A hőszivattyúk becsült elterjedése támogatással és anélkül	45
31. táblázat: Biometán potenciál alapanyag szerinti bontásban, TJ	45
32. táblázat: A biogáz tisztításának és a biometán földgázhálózatba történő betáplálásának teljes élettartamra vetített fajlagos költsége (USD/m ³ CH ₄)	47
33. táblázat: A biometán előállításának egységköltsége és támogatási igénye	48
34. táblázat: Hagyományos és bioüzemanyagok 2030-ra becsült költsége és jelenlegi piaci ára	52
35. táblázat: A 2016-os tény, illetve a 2030-as referencia megújulóenergia-felhasználás az egyes szektorokban, TJ	59
36. táblázat: Az éves támogatási összköltség meghatározása a referencia forgatókönyvben figyelembe vett áramtermelő létesítmények esetén, Mrd Ft.....	70
37. táblázat: Az EGMM modell fő inputforrásai.....	76
38. táblázat: Modellezett magyar gázszámlaváltozás különböző gázkereslet mellett (2030)	79
39. táblázat: A gazdasági szervezetek állattartó telepeinek állatállománya (ezer db) és az ott keletkezett trágya potenciális energiatartalma (PJ) 2010-2017	99
40. táblázat: A mezőgazdasági szektorban meglévő 85,94 MW beépített biogáz erőmű kapacitás becsült primerenergia felhasználása különböző kihasználtság és hatásfok paraméterek esetén	100
41. táblázat: A trágyahasznosítás energiapotenciálja.....	104
42. táblázat: A nagy állattartó telepekre előrejelzett összes trágya és annak biogáz fermentációja során bekeverhető összes szalma előrejelzése, ezer tonna.....	105
43. táblázat: A szalma termésre és az energiatermelésre felhasznált hányadra vonatkozó feltevéseink.....	106
44. táblázat: A szántóföldi gabonanövények termésére vonatkozó prognózis és az abból becsült, biogáz célra felhasználható szalma mennyisége és energia potenciálja	109
45. táblázat: A 7-10%-os szalmafelhasználás és a legóvatosabb szalma prognózis viszonya	110
46. táblázat: Mezőgazdasági biogáz potenciál, optimista forgatókönyv.....	111

47. táblázat: Mezőgazdasági biogáz potenciál, racionális forgatókönyv.....	112
48. táblázat: A REKK prognózis összevetése a szakirodalommal.....	114

1. BEVEZETÉS

Magyarországnak 2018 év végig el kell készítenie az Európai Bizottság számára a Nemzeti Energia- és Klímaterv előzetes változatát, majd 2019 végére a véglegeset. Az előzetes tervhez szükséges a főbb sarokszámok lefektetése, beleértve a 2030-as energiahatékonysági és megújuló célszámokat is. Mivel ezek olyan mutatószámok, amelyek nem kötelező érvényűek, a tagállamok rendelkeznek bizonyos fokú önállósággal ezen mutatószámok meghatározásában. Jelen tanulmány célja, hogy háttérszámításokat nyújtson az előzetes NEKT kialakításához.

A vizsgálat fókusza a hazai megújuló energiaforrások vizsgálata. Egyrészt megbecsüljük, hogy az egyes területek mekkora rendelkezésre álló potenciállal rendelkeznek, másrészt, hogy milyen költségek mellett aknázhatóak ki. Az elemzés során elsősorban az innovatív technológiákat vizsgáljuk, a tanulmánynak nem tárgya például a háztartási tűzifa részletes elemzése, illetve a hőszivattyú és a napkollektoron kívüli egyéb, nem távhő alapú megújuló hőfelhasználás.

Az elemzés segítséget nyújt abban, hogy Magyarország olyan 2030-ra vonatkozó megújuló célt határozzon meg, amely reális költségek mellett teljesíthető. Ebből kifolyólag felvázoljuk a 2030-ra várható megújuló költséggörbét, bemutatva, hogy az egyes technológiák esetén mekkora az egységnyi megújulóenergia-felhasználás növelésének támogatásigénye.

Az elemzés csak a teljes megújuló energia célszámok elérésének költségét vizsgálja, nem elemzi a közlekedési célú megújulóenergia-felhasználási célszámok elérhetőségét, ugyanakkor számos támpontot nyújt ezen kérdéskörben is.

A megújulóenergia-felhasználási célszám tekintetében igen lényeges kérdés a bruttó végső energiafelhasználás 2030-as alakulása, lévén, hogy a megújulóenergia-felhasználási arány meghatározásához nélkülözhetetlen ennek becslése. A vizsgálat során nem készül energiafelhasználási prognózis, az ITM által rendelkezésünkre bocsátott projekciót vesszük alapul.

A megújulóenergia-források fokozottabb felhasználása csökkentheti a hazai földgázfelhasználást. Az elemzés során a REKK Európai Gázpiaci Modellje segítségével szimuláljuk, hogy különböző fogyasztási forgatókönyvek esetében hogyan alakul a hazai nagykereskedelmi gázár, így elemezhető, hogy milyen externális pozitív hatással jár az összes gázfogyasztóra.

2. MEGÚJULÓ TECHNOLÓGIÁK KÖLTSÉGEINEK ÉS POTENCIÁLJÁNAK MEGHATÁROZÁSA

2.1. ELEMZETT TERÜLETEK MEGHATÁROZÁSA

Az elemzés csak az innovatív technológiákra terjed ki, nem célja a az összes megújuló technológia vizsgálata. Az alábbi táblázat mutatja, hogy mely szektorokkal foglalkozunk részletesen, és mely szektorok maradnak ki az elemzésből.

1. TÁBLÁZAT: ELEMZETT TECHNOLÓGIÁK

Hő	Egyedi hő	Szilárd biomassza	X
		Geotermikus	X
		Biogáz	X
		Hőszivattyú	✓
		Napkollektor	✓
		Megújuló hulladék	X
	Távhő	Geotermikus	✓
		Szilárd biomassza	✓
		Hulladék	✓
		Biogáz	X
		Napkollektor	X
	Biometán		✓
Áram		Víz	X
		PV	✓
		Szilárd biomassza	✓
		Biogáz	✓
		Geotermia	✓
		Megújuló hulladék	X
		Szél	✓
Közlekedés		Bioüzemanyag	✓
Közlekedés - RES-E		Megújuló közúti	✓
		Megújuló vasút	X
		Egyéb megújuló	X

2.2. ALKALMAZOTT MÓDSZERTAN A TECHNOLÓGIAI KÖLTSÉGEK MEGHATÁROZÁSÁRA

A megújulók költségének meghatározása során azt vizsgáltuk, hogy a teljes élettartamot figyelembe véve, mekkora a fajlagos megújuló termelés költsége. Ehhez a szakirodalomban alkalmazott legelfogadottabb mutatót, az ún. LCOE (Levelized Cost of Energy) értékeket határoztuk meg. A teljes élettartamra vetített fajlagos energiatermelési költség (LCOE) adott energiatermelő berendezés megépítésének és hasznos élettartama alatti működtetésének költségeit fejezi ki jelenértékben, egységnyi energia mennyiségre vetítve. Olyan, állandó értékű, 1 GJ-ra eső bevételként értelmezhetjük, amit a berendezés élettartama során realizálni kell ahhoz, hogy a beruházás költsége megtérüljön (a beruházók elvárt hozamát is beleértve). A költségekkel reálértéken számolunk, az adókat és az értékcsökkenést nem vesszük figyelembe. Az LCOE számításához használt általános képlet és az ahhoz szükséges bemeneti adatok a következők:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

ahol

I = beruházási költség értéke

M_t = üzemeltetési és karbantartási költségek összege t . évben (O&M)

F_t = üzemanyag költség t . évben

E_t = megtermelt energia mennyisége a t . évben

r = diszkont ráta (WACC)

n = a projekt élettartama.

Az LCOE értékek becsléséhez felhasznált diszkontráta értékeket (WACC) a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal átvételi kötelezettség alá eső villamos energia mennyiségének és átvételi időtartamának megállapításáról szóló, 2015 június óta érvényes módszertana alapján határoztuk meg.¹ A számítás során annyi változtatást tettünk, hogy az eredeti számításban szereplő, 2014. június – 2015 május időszakra vonatkozó MNB-s adatokon alapuló kockázatmentes hozam² és vállalati hiteltőke³ értékeit aktualizáltuk az elérhető legfrissebb, 2017 szeptember – 2018 augusztusi adatokra, melyek értéke így 3,57%-ról 3,31%-ra és 5,06%-ról 3,12%-

¹ http://www.mekh.hu/download/c/a5/10000/kat_meghatarozas_20150701tol.pdf

² 15 éves államkötvény egy évre visszatekintő átlagos hozamának benchmark adatai, Állampapírpiazi referenciahozamok; <https://www.mnb.hu/statisztika/statisztikai-adatok-informaciok/adatok-idosorok/xi-deviza-penz-es-tokepiac>

³ Vállalati szegmens 1 millió euro alatt új hitelkihelyezéseinek átlagos forint kamatlába egy évre vonatkozóan, A nem pénzügyi vállalati szektorral kötött piaci forinthitel és forintbetét szerződések átlagkamata; <https://www.mnb.hu/statisztika/statisztikai-adatok-informaciok/adatok-idosorok/xi-deviza-penz-es-tokepiac>

ra változott, valamint az időközben 9%-ra csökkent társasági adókulcsot alkalmaztuk a korábban hatályos 10% helyett.

Az új értékek behelyettesítésével 6,04 százalékos diszkontráta adódott. Lévéen, hogy a különböző megújulóenergia-beruházások eltérő kockázatúak, differenciált diszkontrátát alkalmaztunk az egyes technológiákra vonatkozóan.⁴ A diszkontráták a különböző energiaforrásokon alapuló technológiák esetén a következőképpen alakulnak:

2. TÁBLÁZAT: A MEGÚJULÓ ENERGIA BERUHÁZÁSOKRA FELTÉTELEZETT REÁL DISZKONTRÁTÁK ÉRTÉKE

Megújuló energiatermelés forrása	WACC
Napenergia	6,04%
Szélenergia	7,55%
Biogáz	8,55%
Biomassza	8,55%
Geotermikus áramtermelés	10,55%

Forrás: REKK becslés MEKH és szakirodalmi adatok alapján

A számított LCOE értéket minden szektor estében az alternatív technológia költségéhez viszonyítottuk. Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja, hogy az egyes szektorokban mit tekintünk alternatív technológiának, illetve feltüntettük annak fajlagos költségét is.

3. TÁBLÁZAT: AZ EGYES SZEKTOROK ESETÉN FIGYELEMBE VETT ALTERNATÍV TECHNOLÓGIA ÉS ANNAK KÖLTSÉGE

			Figyelembe vett alternatív technológia	Alternatív technológia fajlagos költsége
Hő	Egyedi hő	Hőszivattyú	Gázkazán LCOE értéke	115 €/MWh
		Napkollektor	Földgáz végfelhasználói ára	31 €/MWh
	Távhő	Geotermikus	Földgáz kazán LCOE értéke, vagy a földgáz változó költsége (részletesen ld. A Magyarországi Távhőpiaci Modell)	
		Szilárd biomassza		
		Hulladék		
	Biometán		Földgáz nagykereskedelmi ára	25 €/MWh
Áram	PV		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Szilárd biomassza		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Biogáz		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Geotermia		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
	Szél		Nagykereskedelmi villamosenergia-ár	60 €/MWh
Közlekedés	Bioüzemanyagok		Hagyományos üzemanyagok ára	16,25 €/GJ a dízelolaj és 15,97€/GJ a benzin esetében
	Közüti gépjárművek		Hagyományos gépjárművek bekerülési és üzemeltetési költségei	Ld. részletesen a későbbi fejezetben

Forrás: REKK számítás

⁴ A technológiák közötti kockázati eltéréseket a következő források alapján határoztuk meg: Resch, Liebmann, Hiesl, (2017) RES in SEERMAP - some key inputs to the analysis, előadás, SEERMAP Meeting Sarajevo, 21 March 2017. és Bachner et al. (2018) The economy-wide effects of large-scale renewable electricity expansion in Europe: The role of integration costs, Renewable Energy, available online 19 September 2018.

Az egyedi hőtermelés esetében azzal a feltételezéssel éltünk, hogy a napkollektor csak részben tudja kiváltani a földgázfelhasználást, ezért gázkazánra mindenképpen szükség van a fogyasztási igény kielégítésére. Ezért a napkollektor fajlagos támogatásigényét úgy kapjuk meg, hogy a napkollektor LCOE értékéből levonjuk a háztartások fajlagos gázbeszerzési költségét. A hőszivattyúnál ellenben azzal számolunk, hogy az képes a teljes fogyasztás kielégítésére, így nincs szükség gázkazán kiépítésére. Ezért a fajlagos támogatásszükséglet a hőszivattyú LCOE értékének és a gázkazán LCOE értékének – amely figyelembe veszi a gázkazán építési és működési költségén túl a felhasznált gáz lakossági árát is – különbségével egyezik meg.

A távhőszektorban a REKK által kifejlesztett Magyar Távhőpiaci Modellt használtuk (ld. részletes leírást alább). A modell működése alapján minden egyes távhőközvetben meghatározzuk, hogy a jelenleg működő technológiának mi a hátralévő élettartalma. Amennyiben még a meglévő berendezés képes működni, akkor a piacra belépni kívánó megújuló termelő a gázalapú termelés változó költségével versenyez. Abban az esetben, ha a gázalapú távhőtermelő berendezésnek lejár a műszaki élettartalma, akkor az adott távhőközvetben két lehetőség van a távhőigény kielégítésére: új gázalapú termelő berendezésbe fektetni, vagy valamilyen megújuló alapú termelésbe. Ekkor a megújuló termelőegység LCOE értéke már nem a gáz változó költségével versenyez, hanem a gázos termelés teljes élettartamra jutó fajlagos költségével, azaz annak LCOE értékével.

A biometán esetében az alternatív technológia a földgáz, ezért annak nagykereskedelmi árával hasonlítottuk össze a biometán előállítási költségét. A REKK által kifejlesztett Európai Gázpiaci Modell segítségével modelleztük a 2020-as évekre jellemző földgáz nagykereskedelmi árat, amely 25 €/MWh.

Az áramtermelő létesítmények esetében hasonló megfontolással éltünk, a megújuló termelők LCOE értékét hasonlítottuk a nagykereskedelmi villamosenergia árához. Ez utóbbi értéket a REKK által kifejlesztett és használt Európai Árampiaci Modell segítségével határoztuk meg, amely a 2020-as évekre 60 €/MWh-os átlagos hazai nagykereskedelmi árat feltételez.

Végül a közlekedési szektorban a bioüzemanyag tekintetében annak előállítási költségét a fosszilis üzemanyagok előállítási költségével vetettük össze, míg az elektromos közúti gépjárművek esetében az LCOE értékeket hasonlítottuk össze, figyelembe véve a jármű bekerülési költségét, valamint a fenntartási és üzemanyagköltséget is.

2.3. VILLAMOSENERGIA-SZEKTOR

2.3.1. NAPELEMEK

A hazai telepítésű fotovoltaikus erőművek 2025-ben és 2030-ban várható, teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költségét (LCOE) a három fő piaci szegmensre – a háztartási, kereskedelmi és a nagyméretű, földre telepített rendszerekre – vonatkozóan becsültük meg. A három szegmens megkülönböztetésének alapja leginkább a felhasználás módja, a méretkategóriákat illetően általában eltérő csoportosításokkal találkozhatunk. IEA (2009)⁵ alapján a *háztartási* (residential) kategóriába jellemzően a 20 kW alatti, tetőre szerelt rendszerek tartoznak,

⁵ IEA Technology Roadmap Solar photovoltaic energy, 2009, https://www.iea.org/publications/free-publications/publication/pv_roadmap.pdf

a *kereskedelmi* kategóriába (commercial) az ennél nagyobb, de 1 MW-os kapacitást el nem érő ipari, kereskedelmi és közintézményi épületekre telepített napelemek sorolják, a *nagyüzemi méretű, földre szerelt* (utility-scale, ground-mounted) kategória pedig az 1 MW-nál nagyobb kapacitású rendszerekre vonatkozik. Magyarországon a háztartási kiserőművek jelenlegi támogatási rendszerével összhangban (szaldósítás) az 50 kW alatti rendszerek (50 kVA csatlakozási teljesítményig) minősülnek háztartási PV-nek.⁶

2.3.1.1. BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEK JELENLEGI, 2025-RE ÉS 2030-RA FELTÉTELEZETT ÉRTÉKEI

A beruházási költség a kulcsrakész állapotú napelemek teljes rendszerköltségére utal az LCOE képletben, vagyis a felszerelt, hálózatra csatlakoztatott, működésre kész berendezésre vonatkozik. A PV-k beruházási költségét alapvetően három fő összetevő határozza meg: a napelem modulok, az inverterek és a telepítéshez szükséges egyéb alkatrészek, tevékenységek költsége. Az utóbbi kategóriára a szakirodalom BoS költségként (balance of system costs) hivatkozik. A BoS költségek közé a csatlakozáshoz/működtetéshez szükséges alkatrészek (hardware: kábelek, transzformátor, stb.), a szerelési munkaköltség, valamint az engedélyezéssel, dokumentációval és adminisztrációval kapcsolatos ráfordítások tartoznak.

A következő táblázatban összesítettük a legfrissebb forrásokból származó, 1 kW-ra eső beruházási költség adatokat.

4. TÁBLÁZAT: PV BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEK

	Háztartási PV (5 kWp)	Kereskedelmi (PV 500 kWp)	Nagyüzemi PV (2 MWp felett)
IRENA (2018b) USD ₂₀₁₆ /kW (DE-USA)		1078 – 3634	1070 – 2066
IRENA (2017b) USD ₂₀₁₆ /kW (DE-USA)	1500-4700		
Fraunhofer (2018) EUR ₂₀₁₇ (DE)	1200 - 1400	800 – 1000	600 – 800
Lazard (2018) USD ₂₀₁₆ (USA)	3125 - 3560	2000 – 3750	1100 – 1375
Hazai, saját gyűjtés, EUR ₂₀₁₈ *	1383 - 2430 ⁷	1130 ⁸	1420 ⁹

Az idézett tanulmányokban összesített adatokból kiderül, hogy Kína és Németország rendelkezik a legérettebb PV piaccal, és a költségek is ezekben az országokban a legalacsonyabbak. A legmagasabb értékek az USA egyes területeire (főként Kaliforniára) jellemzőek, annak ellenére, hogy a piac itt is kiforrottnak tekinthető. IRENA (2018b) rámutat, hogy a piac érettségi szintje mellett a helyi munkaerőköltség és az adminisztratív költségek, valamint a felhasználás sajátosságai is jelentősen befolyásolhatják a beruházással kapcsolatos ráfordítások mértékét.

⁶ A háztartási méretű kiserőmű (HMKE) a 2007. évi LXXXVI. törvény alapján olyan, kisfeszültségű hálózatra csatlakozó erőmű, melynek csatlakozási teljesítménye nem haladja meg az 50 kVA-t.

⁷ <https://enhome.hu/araink>, <https://nvsolar.hu/napelem-rendszer-ar/>, <http://naplopo.hu/rendszerek/napelemes-rendszerek>, letöltés: 2018.11.05.

⁸ https://mtvsz.hu/dynamic/energia_klima/napelemes_eromu_koncepcioterv_derekegyhaz_ujhartyan_2016.pdf

⁹ <https://dunaisolar.met.com/hu/hirek/mar-iden-uzemelni-fog-a-szazhalombattai-naperomu/2>

A BoS költség a napelem alkatrészek árának fokozatos csökkenésével egyre nagyobb arányt képvisel a kulcsrakész rendszerköltségen belül, mérsékléséhez nagymértékben hozzájárulhat az engedélyezéssel és hálózati csatlakozással kapcsolatos adminisztratív terhek enyhítése.

Fraunhofer (2015) és IRENA (2016) a jövőbeli modul és inverter árak alakulását mutató tanulási görbéket empirikus eredményekre alapozva, a jövőbeli minimum és maximum árakat pedig a PV rendszerek jövőbeli világpiaci elterjedésére vonatkozó szakértői becslések alapján határozza meg. A tanulmányok alapján a modulok hatékonyságának növekedése jelentheti a hosszú távú költségcsökkenés egyik fő forrását, amely 2050-re akár meg is duplázódhat, lehetővé téve, hogy egységnyi felületen akár kétszer annyi áram termelődjön. A hatékonyság-növekedés következtében a felszereléssel és csatlakozással kapcsolatos (BoS) ráfordítások kWp-re vetített értéke is csökken.

A jövőbeli rendszerárak becslésekor Fraunhofer (2015) a modulok és inverterek esetében a fent említett módon, tanulási görbe alapján meghatározott árakat veszi alapul, a BoS elemekre vonatkozóan pedig az érett piaccal rendelkező Németországi költségekből kiindulva vizsgálja meg a költségcsökkentési lehetőségeket. Az előrejelzés szerint a 2014-ben érvényes 935 - 1055 EUR/kWp költségintervallum 280 – 610 EUR/kWp-re csökken 2050-re. 2030-ra 2014-es euróban kifejezve 619 – 684 EUR/kWp beruházási költséget vetítenek előre, 651 eurós átlagértékkel, ami 2018-as euróban számítva 663 EUR/kWp.¹⁰ IRENA(2016) költség-előrejelzése 12 ország PV piacának konzisztens elemzésén alapul, és 43-65%-os, (átlagosan 57%) csökkenést prognosztizál a 2015-2025-ös, 10 éves időszakra, melynek révén a 2016-ra számolt átlagos súlyozott nagyüzemi PV rendszerköltség 1800-ról 800 USD₂₀₁₆/kWp értékre esik 2025-re.

Jelen számításnál abból indulunk ki, hogy a fotovoltaikus alkatrészek világpiaci kereskedelmének, és a kereskedelmi platformok által közvetített árjelzésnek (pl. PvExchange¹¹) köszönhetően az egyes régiók közötti alkatrészár-különbségek kiegyenlítődnek a jövőben. A globális piacon tevékenykedő, nagy tapasztalattal rendelkező projektfejlesztők - akik többnyire helyi partnerek bevonásával hoznak létre új beruházásokat - hozzájárulnak a tervezéssel, szereléssel kapcsolatos szakértelem elterjedéséhez, ami szintén a versenyképes árak elérését mozdítja elő (IRENA, 2018). Feltételezzük továbbá, hogy a hazai szabályozás ösztönzi a napenergia-termelés elterjedését, ezért tovább bővülnek a kapacitások. Ennek következtében a hazai piac is éretté válik, és az engedélyezési folyamat és az adminisztrációs feladatok is egyszerűsödnek.

A becsült LCOE kiszámításához Fraunhofer (2018) átlagos rendszerárait vesszük alapul: háztartási PV esetén 1300, kereskedelmi méret esetén 900, nagyüzemi PV-kre pedig 700 EUR/kWp-t. A Fraunhofer (2015) által 2020 és 2025 illetve 2030 közötti időszakra meghatározott átlagos árcsökkenési potenciált figyelembevéve kapott rendszerköltségeket az 5. táblázatban szerepeltettük.

2.3.1.2. KAPACITÁSKIHASZNÁLÁSI TÉNYEZŐ

A hálózatba táplált villamosenergia-mennyiség meghatározásához fontos input adat a kapacitáskihasználási tényező, ami azt mutatja meg, hogy a névleges kapacitással (kWp) elvileg maximálisan előállítható villamos energia hány százalékát képes a rendszer megtermelni éves

¹⁰ Eurostat, euro-övezetre számított HICP alapján.

¹¹ <https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>

szinten. Magyarországon átlagosan 1250 kWh/m²/év a globálsugárzási érték (Pálffy, 2017) és 1100 óras csúcskihasználási óraszámot vesznek általában alapul a napelemek termelésének kalkulálásához, ami 12,6%-os kapacitáskihasználásnak felel meg.

A jövőbeli cellahatékonyság-javulás eredményeképpen olyan módon lehet költségcsökkenést elérni, hogy ugyanakkora villamosenergia-mennyiség megtermeléséhez kisebb napelem-felületre lesz szükség. Agora (2015) alapján a jelenlegi, átlagosan körülbelül 15%-ról konzervatív esetben is 24%-ra növekedhet a modulok energiaátalakítási hatékonysága 2050-re, optimista esetben azonban akár 35% is elérhető. A kisebb szükséges felület a fajlagos BoS és az O&M költségeket is csökkenti.

2.3.1.3. ÜZEMELTETÉSI ÉS FENNTARTÁSI (O&M) KÖLTSÉGEK ALAKULÁSA

IEA (2018) szerint a megújuló energiatermelő technológiák között a PV rendszerek fenntartása és üzemeltetése a legolcsóbb, mivel kis számú mozgóalkatrésszel rendelkeznek, így az O&M ráfordítás a beruházási költség kb. 1%-át teszi ki éves szinten (10-15 USD/év). Hasonló adatokat közöl IRENA (2017a) is a háztartási napelemekre vonatkozóan. Az USA-ban az éves üzemeltetési és fenntartási költség mértéke háztartási erőmű esetén 20-25, tetőre szerelt kereskedelmi méret esetén 15-20, nagyüzemi méret esetén pedig 9-12 USD/kW/év (Lazard, 2018). A hazai üzemeltetési költségekre vonatkozóan 5-15 EUR/kW-os éves értékeket találtunk.¹² Bachner et al. (2018) 2030-ra vonatkozó LCOE számításában 5 EUR/kW-os éves költséget vesz alapul. Fraunhofer (2016) 2050-re 10 EUR/kW értéket ad meg.

Számításaink során feltételezzük, hogy az üzemeltetési és fenntartási költségek terén is várható költségjavulás, főként, ha figyelembe vesszük, hogy a hatékonyságjavulás az egységnyi megtermelt villamosenergia-mennyiséghez szükséges modulfelület csökkenéséhez vezet. Ezért továbbra is a rendszer beruházási költségének kb. 1%-os értékét feltételezve a három PV szegmens esetén 10, 7 és 5 EUR/kWp éves értékekkel számolunk.

2.3.1.4. DISZKONTRÁTA

Az LCOE értékét nagymértékben befolyásolja a beruházók által elvárt hozamszint, aminek alakulásában nagy szerepe van annak, hogy mennyire ítélik kiszámíthatónak a szabályozói környezetet. A hazai napelem-beruházásokra vonatkozó WACC értékét a korábban bemutatott módon, a bemeneti adatok aktualizálásával 6,04%-ban állapítottuk meg. A diszkontrátára vonatkozóan érzékenységvizsgálatot is végeztünk, +- 2 százalékpontos eltéréseket figyelembe véve.

2.3.1.5. EGYÉB TÉNYEZŐK

A hasznos élettartamot az idézett tanulmányokhoz hasonlóan 25 évnek vettük, bár több forrás hosszabb, akár 30 éves élettartamot feltételez, ami javítja az LCOE értékét.

¹² <http://www.ingyennapelem.hu/blogok/500kw-os-naperomu-letesitese-gazdasagossaga>,
https://mtvsz.hu/dynamic/energia_klima/napelemes_eromu_koncepcioterv_derekegyhaz_ujhartyan_2016.pdf

A napelem-teljesítmény éves csökkenésének mértékét (system degradation rate) Fraunhofer (2018) 0,25%-ban, Fraunhofer (2016) 0,2%-ban, Lazard (2018) és IEA(2015) 0,5%-ban határozta meg. 2030-ra számításainkhoz a konzervatívabb 5%-ot vettük alapul.

A 15. évre feltételeztük a szükséges invertercserét, ami a teljes rendszer árának körülbelül 10%-át teszi ki a források szerint. A három PV szegmens esetén 99, 68 és 53 EUR/kW költséggel számoltunk, ami szintén konzervatív feltételezés, lévén, hogy a kínai gyártók invertereinek ára már 2016-ban jóval alacsonyabb, 100 kWp alatt 30-50, 100 kWp felett 60-80 EUR/kW volt (IRENA, 2016, p. 33).

2.3.1.6. A FOTOVOLTAIKUS LCOE ALAKULÁSA 2025-BEN ÉS 2030-BAN

A három PV piaci szegmensre vonatkozó 2025-ös, illetve 2030-as LCOE kiszámításához felhasznált adatokat és a számítás eredményeit a következő táblázat tartalmazza.

5. TÁBLÁZAT: LCOE SZÁMÍTÁS BEMENETI ADATAI ÉS EREDMÉNYEI, 2025 ÉS 2030

	Háztartási PV (5 kWp)		Kereskedelmi (PV 500 kWp)		Nagyüzemi PV (2 MWp felett)	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beruházási költség, EUR/kWp	1143	1028	792	712	616	554
O&M költség, EUR/kWp/év	10	10	7	7	5	5
Kapacitás tényező, %	12,6					
WACC alapérték %	6,04					
Rendszer degradáció, %/év	0,5					
Csere inverter EUR/kWp	99	99	68	68	53	53
Hasznos élettartam, év	25					
	LCOE EUR₂₀₁₈/MWh					
WACC 4,04%	83,51	76,45	57,89	52,98	44,61	40,79
WACC 6,04%	98,44	89,86	68,24	62,27	52,65	48,01
WACC 8,04%	114,56	104,34	79,41	72,29	61,34	55,81

Összehasonlításul megjegyezzük, hogy IRENA (2016) 0,03-0,12 USD /kWh LCOE intervallumot jelez előre 2025-re, míg Fraunhofer (2018) szerint 2030-ra a tetőre szerelt rendszerek esetén 4,7, földre szerelt rendszerek esetén pedig 2,41 eurocent/kWh, vagyis 47 és 24 EUR/MWh közé esik a naperőművi LCOE.

Az eredmények alapján elmondható, hogy amennyiben fennmaradna a háztartások esetén a nettósítás lehetősége és az 500 kW alatti rendszerek által termelt áram kötelező átvétele, a jelenlegi háztartási tarifákat¹³ és kb. 60 EUR/MWh nagykereskedelmi árat feltételezve biztosítva lenne a kellő ösztönzés a PV rendszerek telepítésére, a nagyüzemi méretű PV parkok pedig

¹³ A MEKH adatközlése alapján 2018-tól az egyetemes szolgáltatás keretében ellátott átlag körüli fogyasztó (2400 kWh/év) átlagos forgalomarányos díja ÁFÁ-val 36,91 Ft/kWh. Ez a költség kerülhet el háztartási napelem használatával, míg az általunk kapott legmagasabb LCOE érték forintban 36,66 Ft/kWh. Forrás: <http://mekh.hu/arak-az-egyetemes-szolgaltatasban-2018-januar-1-tol>

támogatás nélkül is megépülnének. Utóbbi esetben csak a magasabb diszkontráta feltételezése mellett haladja meg kis mértékben a termelt energia egységköltsége a 60 eurós árat 2025-ben, 2030-ban pedig már alacsonyabb.

2.3.1.7. A NAPELEMES TERMELÉS HAZAI POTENCIÁLJA

A hazánkban napelemes termelésre felhasználható hazai felületek összegzésével Pálffy (2017) 405,158 GW lehetséges beépíthető teljesítményt számolt össze, ami éves szinten 486 TWh termelést tenne lehetővé. Természetesen ez a maximum potenciál csak részben használható ki, a hálózat befogadó képessége (hosting capacity) függvényében, ami viszont a technológia fejlődésével és a magasabb PV penetrációval rendelkező országokban felhalmozott tapasztalatok átadásával folyamatosan bővíthet.

A rendszer befogadóképességével kapcsolatos MAVIR (2016) tanulmány alapján a következőket emeljük ki:

- 4000 MW PV termelés hazai hálózatra csatlakoztatása megoldható, de többletköltségekkel kell számolni a megnövekedett tartaléki igény és a szükséges hálózati fejlesztések miatt. A hálózat befogadó-képessége növelhető az új termelő egységekkel kapcsolatos műszaki feltételek előírásával (termelés szabályozhatósága) és a beépítendő kapacitások - lehetőség szerinti - optimális elhelyezésével.
- TSO szinten szükség lehet a határkeresztező hálózati kapacitás megerősítésére, amennyiben a szükséges tartalékkapacitás-igények hazai forrásból nem lesznek kielégíthetők. Az 5 MW-ot meghaladó beépített teljesítőképességű PV termelőknek már most alkalmasnak kell lennie tercier típusú teljesítmény-szabályozásra, ezért a nagyobb méretű PV termelők arányának növekedése hozzájárulhat a villamosenergia-rendszer üzembiztos működéséhez.
- Az előrejelzés pontosságának javítását elősegítené egy, a TSO és DSO-k között megosztott adatbázis létrehozása, amely termelésmérésen alapulna (HMKE-k esetében az ad-vesz mérés mellett). A valósidejű termelés becslésének pontosítására az okosmérés lenne a „jövőbemutató, ideális megoldás”.
- A napelemes termelésből adódó feszültség-ingadozás mérséklésének lehetőségei többek között a tárolók alkalmazása, az inverterek segítségével történő meddő teljesítmény előállítás, illetve a betáplált hatásos teljesítmény korlátozása. Ez utóbbi probléma mérséklésének egy kevésbé költséges eszköze lehet a napi fogyasztási profilt befolyásoló háztartási tarifarendszer (time of use, TOU rates) alkalmazása.

DSO szintű elemzéshez sajnos nem sikerült hozzájutnunk. A HMKE-k elterjedése feszültség-problémákat, ellentétes irányú áramlásokat, fázisok közötti aszimmetriát és harmonikus torzítást okozhat. A hálózat szükséges megerősítése részben a termelő, részben az elosztói engedélyes feladata, utóbbi költségeinek elismertethetősége révén megnőhetnek a hálózati tarifák. A hálózati kiadások mérséklésére valamilyen mértékben alkalmas lehet a vezérelt áram, mint szabályozási lehetőség bevonása. Az okosmérés bevezetésével majdan

lehetővé váló keresletoldali válaszadás pedig csökkentheti a hálózati fejlesztésekkel kapcsolatos kiadásokat, főként, ha a háztartási napelem-termelés hőszivattyú és/vagy elektromos autó használatával fonódik össze, ezért érdemes lehet együttes használatukat támogatni.

MAVIR (2016) alapján a szabályozási tartalékigény kiszámításának egyik fontos bemeneti információja a VER várható kiegyenlítetlenségét jellemző valószínűségi eloszlásfüggvény, amit viszont a hálózati működés rugalmassága nagymértékben befolyásol. A hálózati rugalmasságot javíthatják a tárolás (akár hőtárolás formájában), a DSM, és a keresleti szabályozás (vezérelt áram).

2030-ra a következő potenciális kapacitás-mennyiségeket állapítottuk meg:

- Nagyüzemi méret: a jelenlegi állás szerint várhatóan megépülő 2000 MW referencia érték felett további 2000 MW üzemi méretű napelem telepítése, összesen 4000 MW.
- HMKE: A 2013 óta tapasztalt lineáris növekedés alapján 2030-ra 896 MW HMKE felszerelése.¹⁴
- További 1100 MW körüli kereskedelmi méretű kapacitás-létesítés, amit ösztönöz a PV rendszerek költségcsökkenése.

2.3.2. SZÉLENERGIA

A hazai telepítésű szél erőművek 2030-ban várható, teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költségét (LCOE) a jellemzően átlagosan 4-5 MW névleges beépített kapacitással rendelkező szárazföldi szél erőművekre vonatkozóan becsültük meg, lévén mind a meglévő mind a közeljövőben épülő kapacitások tekintetében ezen erőművek a legelterjedtebbek az európai és nemzetközi piacokon egyaránt. (IEA-ETSAP & IRENA, 2016)

2.3.2.1. BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEK JELENLEGI ÉS 2030-RA FELTÉTELEZETT ÉRTÉKE

A beruházási költség figyelembe veszi az erőművi létesítési költségeken túl az elosztó-hálózatra csatlakozási és egyéb felmerülő adminisztratív költségeket. A szárazföldi szél erőművek esetében a beruházási költség négy fő költségnemből tevődik össze: szélturbina, hálózatra csatlakozási (balance of system - BoS) költségek, építési/alapozási és egyéb adminisztrációs, illetve engedélyeztetési költségek. (Agora Energiewende, 2017) Ezen költségek hozzátevével az arányát a teljes beruházási költséghez az alábbi táblázat mutatja be.

¹⁴ <http://www.mekh.hu/nem-engedelykoteles-kiseromuvek-es-haztartasi-meretu-kiseromuvek-adattai-2008-2017>

**6. TÁBLÁZAT: A SZÁRAZFÖLDI SZÉLERŐMŰVEK BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEINEK
KÖLTSÉGNEMEK SZERINTI BONTÁSA (RÉSZESEDÉSE A TELJES BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGBŐL)**

Költségnemek	Részesedés a teljes beruházási költségből (%)
Szélturbina költség	64-84
Hálózatra csatlakozási (BoS) költség	9-14
Építési/alapozási költség	4-10
Egyéb költségek	4-10
Összesen	100

Forrás: Agora Energiewende, 2017

A 7. táblázat összesíti a szárazföldi szélerőművek fajlagos beruházási költség adatait a legfrissebbnek és legátfogóbbnak ítélt forrásokból.

7. TÁBLÁZAT: SZÁRAZFÖLDI SZÉLERŐMŰVEK BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEK

Forrás	Szárazföldi szélerőművek
(PWC, 2010), (EUR ₂₀₁₀ /kW), HU	1360 - 1800
(IRENA, 2012), (USD ₂₀₁₀ /kW), EU	1850 - 2100
(IRENA & NEA, 2015), (USD ₂₀₁₄ /kW), USA	1200 - 3000
(Lazard, 2017), (USD ₂₀₁₆ /kW) USA	1200 - 1650
(Agora Energiewende, 2017), (USD ₂₀₁₄ /kW), – /(IEA-ETSAP & IRENA,2016) alapján/	1280 - 2290
(Fraunhofer, 2018), (EUR ₂₀₁₇ /kW), (DE)	1500 - 2000

Amíg a jelenlegi hazai szélerőművek – melyek üzembehelyezése többnyire 2006 és 2011 között történt – főként 2 MW beépített névleges kapacitással rendelkeznek, addig az elmúlt években globálisan beépítésre került szárazföldi turbinák átlagosan 3 MW kapacitással bírnak. Mindez az elmúlt évek technológiai újításainak tudható be, amelyek lehetővé tették, hogy a szélturbinák mérete növekedjen.

Az irodalomban közölt globálisan beépített szélerőmű kapacitások tekintetében láthatjuk, hogy sorrendben Kína, az Amerikai Egyesült Államok, Németország, India, Spanyolország és az Egyesült Királyság rendelkezik a legnagyobb erőforrásokkal¹⁵, ugyanakkor az összesített költségadatokból kiderül, hogy elsősorban Kínában és Észak-Amerikában találhatóak a legértetesebb szárazföldi szélerőmű piacok. (IRENA, 2016) Az alacsonyabb beruházási és fenntartási költségek elérésében lokálisan a kisebb élőmunka költség, a szabadpiaci körülmények és a

¹⁵Forrás: GWEC, 2018

korlátozó energiapolitikai háttér csökkentése játszanak nagyobb szerepet, míg globálisan a legnagyobb ár-befolyásoló tényezőnek a nyersanyagköltségek (pl. fém, cement) tekinthetők¹⁶.

A jövőbe mutató tanulási görbék szakértői becslésében is lényeges eltéréseket tapasztalhatunk, melyek egyrészt az optimistább empirikus eredményeken, illetve a jövőre feltételezett lassabb beruházási költségcsökkenés konzervatívabb megközelítésén alapulnak. Míg egyes tanulmányok (pl. IRENA, 2012) a múltbéli technológiai fejlődésre alapozva magasabb, 17,45%-os beruházási költség csökkenést feltételeznek a 2011-2030 közötti időszakra (1350 USD/kW-ról 2030-ra 1114 USD/kW-ra), addig IRENA (2016) 12,1%-os szárazföldi szél erőmű beruházási költségcsökkenést jelez előre (1560 USD/kW-ról 2025-re 1370 USD/kW-ra). Ugyanakkor a konzervatívabb becslések – (Fraunhofer, 2018), (GWEC, 2018), (IRENA, 2013) – alacsonyabb, mintegy 3-8% költségcsökkenési rátát vesznek alapul, amelyet a mérséklődő beruházási költségek mellett a megnövekedett kutatás-fejlesztési költségekkel és a limitált technológiai-fejlesztési lehetőségekkel magyaráznak. Az utóbbi azt a mérnöki nézetet tükrözi, hogy a megnövelt szélenergia nagysága – mely jelentősen csökkentheti a fajlagos beruházási költségeket – még akkor is magával vonja a nyersanyaghasználatból származó költségnövekedést, ha olyan új technológiákat sikerül kereskedelmi forgalomba hozni, mint például a nagyteljesítményű üvegszálalás turbinalapát.

Jelen számításnál abból indulunk ki, hogy a szárazföldi szélenergia és alkatrészeik világpiaci kereskedelme tovább bővül, így ezek költségei a jövőben kiegyenlítődnek, vagy legalábbis konvergálnak. Emellett feltesszük, hogy a bővülő szélenergia piacnak köszönhetően a szakértő elem átadása is fokozatosan megtörténik az egyes piacok között, amely szintén elősegíti a hazai árak versenyképessé válását.

A becsült teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költség számításakor a (Lazard, 2017), (IEA-ETSAP & IRENA, 2016), (Agora Energiewende, 2017) és (Fraunhofer, 2018) által közölt konzervatívabb, a környékbeli országokra – főként Németország – jellemző magasabb fajlagos beruházási költségadatokat átlagát vettük alapul, így 1700 €/kW-os értékkel számoltunk. A széles skálán mozgó tanulási görbe adatokból szintén a konzervatívabb, (Fraunhofer, 2018) és (GWEC, 2018) által alkalmazott optimistább adatait vettük alapul. Ezek alapján a 8%-os éves költségcsökkenést feltételezve 1560 €/kW értékkel számoltunk a szárazföldi szél erőművek esetén 2030-ban.

2.3.2.2. KAPACITÁSKIHASZNÁLÁSI TÉNYEZŐ

A kapacitáskihasználási tényező a megújuló energiaforrásokra támaszkodó, nem szabályozható erőművek esetében egy kritikus adat, amely – hasonlóan a konvencionális erőművekhez – nagyban befolyásolja a befektetés megtérülését, ugyanakkor az előbbi esetében ezt főként a külső, időjárásbeli tényezők alakítják.

¹⁶ Erre egy empirikus példaként a szárazföldi szél erőművek megnövekedett beruházási költségét tekinthetjük a 2000-es évek végén, amit a globálisan jelentkező szél erőmű nyersanyagárak (pl. fém, cement) váltottak ki. Ez magyarázhatja a (PWC, 2010) tanulmányban látható alacsonyabb beruházási költség adatokat, amelyek még a megnövekedett nyersanyagár-időszak előtt realizálódtak.

A hazai empirikus adatok azt mutatják, hogy a hazai szélerőművek kapacitáskihasználtsága 21-26% között alakult a 2010-2016 közötti időszakban, amelynek súlyozott átlaga 23,3% volt¹⁷. Ez a kapacitáskihasználtság megegyezik az előző évek átlagos 2040-es csúcskihasználtsági órászámával.

Amíg IRENA (2016) azzal érvel, hogy az egyre növekvő szél-turbinák nagysága és a turbinalapátok által lefedett terület növekedése magával vonja a szélparkok jobb kihasználhatóságát a magasabban elérhető – egyenletesebben rendelkezésre álló és erősebb – szelek „befogásával”, ugyanakkor ezzel ellentétes hatás, hogy a jelenleg üzemelő erőművek a legjobb helyszíneken épültek, így a következő erőművek esetében már ennél rosszabb kihasználtsággal épülhetnek erőművek hazánkban.

A klímaváltozásból eredő hosszútávú magaslégköri szélmozgásokban bekövetkező változások jelenleg nem jelezhetők előre biztonsággal¹⁸, így ezek alapján a fent említett összes tényező figyelembevételével feltesszük, hogy a hazai -jelenlegi és jövőbeli esedékes – szélerőművek kapacitáskihasználási tényezője nem változik szignifikánsan.

A becsült teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költség számításakor az empirikus adatokból vett átlagos becsült kapacitáskihasználási tényezővel – 23,3%-kal – értékkel számoltunk.

2.3.2.3. ÜZEMELTETÉSI ÉS FENNTARTÁSI (O&M) KÖLTSÉGEK ALAKULÁSA

A szárazföldi szél-turbinák üzemeltetési és fenntartási (O&M) költségeit öt fő költségcsoportra bontja meg: szél-turbina karbantartás, adminisztráció és menedzsment, biztosítás, egyéb – szél-turbinán kívüli – elektromos berendezések karbantartási költsége, valamint a földbérleti díjak. (IRENA, 2017) Amint az a alábbi táblázatból is látszik, az üzemeltetési és fenntartási költségek közel felét közvetlenül a szél-turbina karbantartási költsége teszi ki, így az irodalomban is főként ennek a csökkentésére fókuszálnak: a szél-turbinák állapotának megőrzését szolgáló meteorológiai előrejelző, valamint a szél-turbina rendszer állapotának mérésére szolgáló rendszerek kialakításával, fejlesztésével, valamint a mozgó alkatrészek fejlesztésével, ami által csökkenthető a leállások időtartama, és javulhat a kapacitáskihasználási tényező.

¹⁷ Az előállított éves villamos energia 615,12 GWh/év és 750,17 GWh/év között alakult a 2010-2016 közötti időszakban. (MEKH & MAVIR, 2017)

¹⁸ NÉS (2013), Tar, K. (2012)

8. TÁBLÁZAT: A SZÁRAZFÖLDI SZÉLERŐMŰVEK ÜZEMELTETÉSI ÉS FENNTARTÁSI (O&M) KÖLTSÉGEINEK KÖLTSÉGNEMEK SZERINTI BONTÁSA (RÉSZESEDÉSE A TELJES ÜZEMELTETÉSI ÉS FENNTARTÁSI KÖLTSÉGBŐL)

Költségnem	Részesedése a teljes Üzemeltetési és fenntartási költségéből (%)
Szélturbina karbantartási költség	47,6 - 49,3%
Adminisztráció és menedzsment költség	19,2 – 19,9%
Biztosítási költség	18,4 – 18,9 %
Földbérleti díj	9,8 – 11,7 %
Egyéb elektromos berendezések karbantartási költsége	2,6 %
Összesen	100 %

A szakirodalom egyetért abban, hogy az O&M költségek mérése nehézkes és nem állnak pontos adatok rendelkezésre, ugyanakkor az egyre bővülő üzemeltetési és fenntartási piac a jövőben lehetőséget ad a szélerőművek pontosabb O&M költség-mérésére, valamint ezen költségek visszaszorítására.

A becsült teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költség számításakor a (Fraunhofer, 2018) és (Lazard, 2017) által alkalmazott 30-40 €/kW/év fix O&M költségek átlagát (35 €/kW/év) vettük figyelembe, lévén ezek a legfrissebb adatok.

2.3.2.4. DISZKONTRÁTA

Az LCOE értékét nagymértékben befolyásolja a beruházók által elvárt hozamszint, aminek alakulásában nagy szerepe van annak, hogy mennyire kiszámíthatónak ítélik a szabályozói környezetet. A hazai szárazföldi szélerőmű-beruházásokra vonatkozó WACC értékét az a korábban ismertetettek alapján 7,55%-ban állapítottuk meg.

2.3.2.5. EGYÉB TÉNYEZŐK

A hasznos élettartamot a felhasznált forrásokhoz hasonlóan 25 évnek vettük ((Fraunhofer, 2018)). A szélerőművek teljesítményének éves csökkenésével nem számoltunk - hasonlóan a szakirodalomhoz - mivel az éves üzemeltetési és fenntartási költségek fedezik az erőmű élettartama alatt várhatóan felmerülő állapot-fenntartási költségeket, amelyekkel elérhető a hosszán tartó konstans üzemelési hatékonyság.

2.3.2.6. SZÁRAZFÖLDI SZÉLERŐMŰ LCOE ALAKULÁSA 2030-BAN

A hazai szárazföldi szélerőművekre vonatkozó 2030-as LCOE kiszámításához felhasznált adatokat és a számítás eredményeit a 9. táblázat tartalmazza. Amint látható, a teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költséget két szélerőmű típusra számítottuk ki: egyrészt a már meglévő szélerőművek felújításának és kapacitás-bővítésének költségeit becsültük meg, másrészt egy teljesen új, zöldmezős beruházás esetére is számszerűsítettük az LCOE értéket. Az utóbbi esetben a fentebb bemutatott paraméterekkel számoltunk. Ugyanakkor a felújításra és kapacitásbővítésre szoruló, már meglévő 330 MW kapacitással rendelkező hazai szélenergia

park esetében a teljes beruházási költség szélturbinára eső – a beruházási költség 64%-át kitevő – részét vettük figyelembe, a többi paraméter változatlansága mellett. (Agora Energiewende, 2017) Így a felújításra és kapacitásbővítésre szoruló szélerőművek esetében az 1088 €/kW beruházási költséget, valamint a 2030-ig várható 8%-os költségcsökkenési potenciált alapul véve a beruházási költséget 1001 €/kW-ban határoztuk meg.

9. TÁBLÁZAT: LCOE SZÁMÍTÁS ADATAI ÉS EREDMÉNYEI

	Szárazföldi szélerőmű - Új építésű	Szárazföldi szélerőmű – felújított, kapacitásbőví- tett
Beruházási költség, EUR/kWe	1564	1001
O&M költség, EUR/kWe/év	35	35
Kapacitás tényező, %	23,3	23,3
WACC alapérték, %	7,55	7,55
Hasznos élettartam, év	25	25
	LCOE EUR ₂₀₁₈ /MWh	
WACC 5,55 %	74,55	53,89
WACC 7,55 %	86,19	61,34
WACC 9,55 %	98,66	69,32

Az LCOE értéke 61,34 €/MWh-nak adódik a felújítás esetén, míg 86,19 €/MWh-nak egy teljesen új helyszínen telepítendő szélerőműpark esetében. A számításokat elvégeztük +/-2% pontos WACC értékek mellett is, amely esetben a felújításra 53,9 és 74,6 €/MWh-ot kaptunk, míg a magasabb tőkeköltség mellett ezen értékek 69,3-ra, illetve 98,7 €/MWh-ra növekednek.

Összehasonlításként megjegyezzük, hogy IRENA (2016) 35 és 104 €/MWh-a közti LCOE értékkel kalkulál. Ugyanakkor (Fraunhofer, 2018) szerint 2030-ra a szárazföldi szélerőművek becsült teljes élettartamra vetített fajlagos áramtermelési költsége 40-82,3 €/MWh közé esik.

Ezek alapján látszik, hogy a nagyobb szórással számoló tanulmány által becsült intervallumban helyezkedik el az általunk számolt LCOE érték mind az új építésű mind a felújított, kapacitásbővítést igénylő erőművek esetében.

Ugyanakkor az új építésű szélerőművek esetében a 7,55%-os WACC alapértéket figyelembe véve a 86,2 €/MWh LCOE eredmény a (Fraunhofer, 2018) becslésénél nagyobb értéket mutat. Ennek fő oka, hogy az általunk figyelembe vett kapacitáskihasználási tényező alul marad a Németországra becsült értékektől, valamint az általunk reálisnak tűnő diszkontráta szignifikánsan magasabb a németországinál.

A már meglévő erőművek esetében az LCOE érték 21-29 €/MWh értékkel alacsonyabb, szemben az új építésű szélerőművekkel, ami egyrészt a csökkentett beruházási költségnek másrészt a magasabb befektetői megtérülési rátának köszönhető.

Az eredmények alapján összességében elmondható, hogy a jelenlegi rendszerben 60 EUR/MWh nagykereskedelmi árat feltételezve az új telepítésű szélerőművek esetében körülbelül 26 €/MWh, míg a már meglévő erőművek felújítását és kapacitásbővítését követően 1,3 €/MWh támogatás bevonására és a szélerőművek telepítését ösztönző energiapolitikai háttérre lenne szükség ahhoz, hogy szárazföldi szélerőművek települjenek Magyarországon 2030-ban.

2.3.2.7. A SZÉLERŐMŰVI ENERGIATERMELÉS HAZAI POTENCIÁLJA

A hazai szélenergia potenciál elméleti korlátját a szabályozhatóság, elsősorban a magasabb tartalékkapacitás-költségek jelentik. Míg a hazai PV-k elterjedésére vonatkozóan rendelkezésre áll részletes elemzés (MAVIR, 2016), addig a hazai szélenergia szektorra vonatkozó adatok nem állnak rendelkezésre.

Ezek ismeretében a hazai szélenergia potenciált 2000 MW-nak vettük, de úgy véljük, hogy szükséges lenne a valós potenciál meghatározása. Jelen tanulmányban feltételezzük, hogy a jelenlegi – átlagosan szélturbinánként 2 MW kapacitással rendelkező – hazai szélenergia-termelői kapacitás felújításával és a turbinák 5 MW-os egységekre cserélésével kb. 825 MW kapacitás érhető el, valamint további 1175 MW új szélenergia-termelői kapacitás építhető.

2.3.3. BIOGÁZ

Ebben a fejezetben megbecsüljük, hogy a Magyarországon 2030-ban várhatóan rendelkezésre álló biogáz potenciál felhasználásával milyen egységköltség mellett mekkora mennyiségű villamos energia (és kapcsolt hasznos hő) állítható elő.

A potenciál- és költségbecsléseket alszektoronként külön végeztük el a biogáz termelés három fő forrása szerint: a hulladéklerakók, szennyvíztelepek és a mezőgazdasági biogáz üzemek körére.

2.3.3.1. A BEÉPÍTETT KAPACITÁS BECSLÉSE 2030-RA

Első lépésként a jelenlegi beépített áramtermelő kapacitást gyűjtöttük össze. Megbízható, egy-egy forrás hiányában összefésültük a MEKH kiserőművi engedélyeiben szereplő adatokat a MEKH, a Biogáz Egyesület és a REKK saját gyűjtésével. Ennek eredményét mutatja az 10. táblázat első oszlopa. Ezt követően meghatároztuk a 2030-ra racionálisan megvalósítható potenciális jövőbeli kapacitásnövekedés mértékét. Depóniára és szennyvízre vonatkozóan összegyűjtöttük azokat a megfelelő méretű telepeket (hulladék esetén legalább 35 000 tonna/év, szennyvíz esetén legalább 100 000 lakos egyenértékest feltételezve), ahol érdemes lehet biogáz üzem létesíteni, de még nem valósultak meg. Az alábbi táblázatból látható, hogy a szennyvíz potenciál jelentős részét jelenleg is kihasználják, míg a hulladékhasznosításból nagyjából 10 MW jelenleg nem kihasznált potenciállal lehet számolni. A legjelentősebb biogáz potenciál a mezőgazdasági alapanyagokban rejlik, így ennek becslését részletesebben elvégeztük a legnagyobb állattartó telepeken keletkező trágya és az abból maximálisan kinyerhető metán optimális fermentációjához szükséges szalma mennyiségek alapján. A jelen tanulmányban alkalmazott prognózis abból indul ki, hogy a rendelkezésre álló trágya mekkora részét használják fel a már meglévő mezőgazdasági biogáz üzemek. Ezt az arányt 2016-ra 82,3%-nak becsültük, amelynek felhasználásával 2030-ra 12,58 PJ biometán kihozatal adódik, ami 38%-os hatásfokot és évi 7500 óra kihasználást feltételezve összesen 91 MW beépített kapacitás potenciált eredményez a jelenlegi kapacitásokon túl. A becslés részleteit a Mellékletben mutatjuk be.

10. TÁBLÁZAT: A JELENLEGI ÉS A POTENCIÁLIS BIOGÁZ ALAPÚ BEÉPÍTETT KAPACITÁSOK

	Beépített kapacitás (MW)		
	Jelenlegi	Potenciális jövőbeli	Összesen
Depónia	13,4	10,0	23,4
Szennyvíz	24,7	5,2	30,0
Mezőgazdasági	85,9	99,5	185,5
Összesen:	124,0	114,8	238,8

2.3.3.2. VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS POTENCIÁL 2030-RA

A következőkben a fent bemutatott potenciális beépített kapacitás alapján a biogázból történő villamosenergia-termelés potenciálját mutatjuk be. A becslést két lépésben végeztük el: mivel jelenleg a biogázzal működő gázmotorok igen alacsony kihasználtság mellett működnek¹⁹, első lépésként adódik, hogy megvizsgáljuk, mekkora termelésnövekedést lehetne elérni, ha a szakirodalomban szokásosan feltételezett 7500 óra kihasználtsággal működne a jelenleg is létező beépített kapacitás (ezt jelöljük a későbbiekben Potenciál 1-gyel). Második lépésként a fent bemutatott beépített kapacitásnövekedés esetére számoljuk ki, hogy 7500 óra üzemidőt feltételezve mennyi lenne a villamosenergia-termelés (ezt jelöljük a későbbiekben Potenciál 2-vel). Az így meghatározott potenciált mutatja az alábbi táblázat alszektoronkénti bontásban, TJ-ban kifejezve. A villamosenergia-termelésen túl szerepeltetjük a hasznos hő kibocsátást is. A kapcsolt termelés melléktermékeként jelentkező hőnek ugyanakkor a biogázüzemek csak alacsony hányadát tudják felhasználni (például irodák, vagy magának az üzemnek a fűtésére), tekintve, hogy gyakran távol helyezkednek el azoktól a helyszínektől, ahol jelentős hőfelhasználás történik.

¹⁹ A MEKH adatai és iparági interjúk alapján a jelenlegi kihasználtságot a következőnek feltételezzük: mezőgazdasági – 50%, depónia – 60%, szennyvíz – 70%

11. TÁBLÁZAT: BECSÜLT VILLAMOSENERGIA-TERMELÉSI POTENCIÁL, TJ

		Villamosenergia- termelés	Hasznos hő kibocsátás	Összesen
Depónia	Potenciál 1	137	6	143
	Potenciál 2	257	12	268
Szennyvíz	Potenciál 1	188	65	253
	Potenciál 2	133	46	179
Mezőgazdasági	Potenciál 1	1114	209	1323
	Potenciál 2	2214	415	2629

2.3.3.3. A BIOGÁZBÓL TÖRTÉNŐ VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS EGYSÉGGKÖLTSÉGÉNEK BECSLÉSE 2030-RA

A fent bemutatott Potenciál 1 (vagyis a meglévő kapacitások teljesebb kihasználása) esetében - mivel a beruházások már megvalósultak - a fajlagos költségek lényegesen alacsonyabbak, mint a Potenciál 2 (újonnan létrejött beruházások) esetében. A depóniagáz és a mezőgazdasági biogáz üzemek esetében a Potenciál 1 esetén a jelenleg érvényes barna prémiumot tekintettük fajlagos költségnek. Szennyvízből előállított biogáz esetén a fajlagos költséget a beruházási költségek 60%-ának figyelembevételével becsültük a következő bekezdésben bemutatott módon.

Az újonnan létrejött beruházások (Potenciál 2) esetében a REKK biogáz modelljének segítségével becsültük a fajlagos költségeket a három lehetséges alapanyag típus szerint külön-külön, átlagos kapacitású üzemet feltételezve a beruházási költségek, az O&M költségek (személyi és karbantartási költségek), az alapanyag költségek (kizárólag mezőgazdasági biogáz üzemek esetében releváns) és a hőhasznosításból származó költségcsökkenés figyelembevételével. Utóbbi esetben abból indultunk ki, hogy mekkora ráfordítással járna a hasznos hő más módon (legnagyobb valószínűséggel gázkazánban) történő előállítása. A gázár becslésére az NKM adott fogyasztói típusra vonatkozó aktuális tarifáit használtuk. A becslés során a következő főbb feltevésekkel éltünk:

- WACC=8,55%
- Kihasználtság: 7500 óra
- Figyelembe vett hő ár: 3237 Ft/GJ

Az alapanyagspecifikus feltételezéseinket az alábbi táblázat foglalja össze.

12. TÁBLÁZAT: A KÖLTSÉGBECSLÉS SORÁN HASZNÁLT FŐBB FELTÉTELEZÉSEK

	Üzemméret (MW)	Beruházási ktg (Millió Ft)	O&M költség (% of CAPEX)	Alapanyag ár (millió Ft/év)	Hasznos hő aránya
Depónia	0,5	280	15%	0	5%
Szennyvíz	1	1800	5%	0	30%
Mezőgazdasági	0,8	770	5%	70 ²⁰	20%

A számításaink során eredményül kapott egységköltségeket mutatja a 13. táblázat. A szakirodalomban a biogáz alapú technológiák esetén legtöbbször időben állandó egységköltséget feltételeznek. Ezt követve a 2030-as becsléshez a jelenlegi költségeket vesszük alapul.

13. TÁBLÁZAT: A BIOGÁZ ALAPÚ VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS EGYSÉGGKÖLTSÉGEI ÉS TÁMOGATÁSI IGÉNYE

	Termelés, TJ			Egységköltség	Támogatási igény
	Villamos- energia ter- melés	Hasznos hőki- bocsátás	Összesen	€/MWh	€/MWh
Depónia 1	137	6	143	53	-7
Szennyvíz 1	188	65	253	62	2
Depónia 2	257	12	268	65	5
Mezőgazd 1	1114	209	1323	89	29
Szennyvíz 2	133	46	179	101	41
Mezőgazd 2	2214	415	2629	108	48

Forrás: Fraunhofer (2018), IRENA (2017a), OIES (2017) és iparági interjúk

Látható, hogy depóniagázból jelentősen alacsonyabb költséggel lehet villamos energiát előállítani. 60 €/MWh-ás piaci árat feltételezve a támogatási igény új kapacitások esetén mindössze 5 €/MWh, szemben a szennyvíziszapot és mezőgazdasági alapanyagokat használó üzemek 41 és 48 €/MWh-ás támogatási szintjével.

Az 14. táblázat a kapott becsléseket veti össze a szakirodalomban talált LCOE értékekkel.

14. TÁBLÁZAT: A SZAKIRODALOMBAN SZEREPLŐ LCOE ÉRTÉKEK, €/MWH

	IEA	IRENA	Fra- unhofer	REKK becslés
Depónia	44-70	86	-	65
Mezőgazdasági/ipari hulladék	48-157	160	100-150	108
Szennyvíz	-	138	-	101

²⁰ A mezőgazdasági alapanyagár meghatározása során a szalmát 8533 Ft/t, a trágyát 1000 Ft/t önköltségi áron számoltuk el.

2.3.3.4. ÉRZÉKENYSÉGVIZSGÁLATOK

A becslés során legkritikusabbnak ítélt feltételezéseink érzékenységvizsgálatát is elvégeztük, megvizsgáltuk, hogyan változnak a becsült egységköltségek, ha változik a beruházási költség, a WACC, illetve mezőgazdasági alapanyagok esetén az alapanyag költség. Mivel a szakirodalomban az LCOE értékek meghatározásakor sokszor nem veszik figyelembe a hőhasznosításból származó költségcsökkenést, így ennek hatását is megvizsgáltuk. Az eredményeket a 15. táblázat foglalja össze.

15. TÁBLÁZAT: AZ ÉRZÉKENYSÉGVIZSGÁLATOK EREDMÉNYEI, LCOE ÉRTÉK, €/MWH

	Referencia érték	Beruházási ktg +20%	Beruházási ktg -20%	-2% WACC	+2% WACC	Alapanyag-ktg. +20%	Alapanyag-ktg. -20%	Hasznos hő nélkül
Depónia	65	71	59	61	68	-	-	67
Szenny-víz	101	120	81	89	112	-	-	115
Mezőgazdasági	108	119	97	102	115	116	100	116

2.3.4. SZILÁRD BIOMASSZA

A fejezet első felében a szilárd biomassza energetikai felhasználását elemezzük. Először a statisztikai adatok szintjén állítjuk össze a felhasználás és a forrás oldali mérleget a hivatalos statisztikai adatforrások felhasználásával. Ez lehet az alapja a potenciál becslésnek.

Felhasználás oldalon számításba vesszük a lakosság és az ipari szektorok közvetlen hőfogyasztását, valamint a távhő- és a villamosenergia célú felhasználást. Gazdasági modellt az erőművi felhasználásra állítunk fel. Ennek segítségével meghatározható, hogy milyen áron kellene értékesíteni a megtermelt villamos energiát, hogy az erőművi beruházások megtérülése megfelelő legyen.

2.3.4.1. SZILÁRD BIOMASSZA ENERGETIKAI FELHASZNÁLÁSA

Magyarországon a primer energiafelhasználáson belül a megújuló energiák részaránya számottevő mértékben növekedett az elmúlt évtizedben. Míg 2005-ben 7% alatt volt, 2016-ra a 14%-ot is meghaladta (forrás: MEKH²¹).

²¹ A MEKH statisztikai adatközléseiből származó adatok forrása: MEKH Hivatalos Statisztika, Éves adatok, Országos éves energiamérleg, Háztartások végső energia felhasználása, Elsődleges megújuló energiahordozók termelése és felhasználása, <http://mekh.hu/eves-adatok>

16. TÁBLÁZAT: ÖSSZES MEGÚJULÓENERGIA FELHASZNÁLÁS, PJ, ÉS AZON BELÜL A SZILÁRD BIOMASSZA FELHASZNÁLÁS ARÁNYA, PJ, %, 2014-16

	2014	2015	2016
Összes megújuló felhasználás, PJ	119,7	126,3	125,5
ebből szilárd biomassza, PJ	98,4	103,9	100,9
szilárd biomassza aránya, %	82%	82%	80%

Forrás: MEKH

A szilárd biomassza kiemelkedően magas részaránya miatt kritikus kérdés ennek az energia-hordozónak a rendelkezésre állása, fenntarthatósága és a hazai támogatási rendszer hatása.

A MEKH egyedi adatközlése alapján a szilárd biomassza összetételére azt a bontást kaptuk, hogy 2016-17-ben kb. 20 PJ volt az erőművi felhasználás, amiből közel 5 PJ volt a lágyszárú szilárd biomassza (szalma) és mintegy 15 PJ volt a fásszárú szilárd biomassza (tűzifa). Ezen kívül mintegy 5 PJ szilárd biomassza volt a direkt távhő célú felhasználás. Az energiamérlegből azt is tudjuk, hogy az ipari szektorok energetikai célú tűzifa felhasználása is 5-5,3 PJ körül van. Így kapjuk meg azt az értéket, ami a MEKH éves országos energiamérlegében és az EU statisztikákban (Eurostat Shares adatbázis) is szerepel, hogy a lakosság éves fűtési célú szilárd biomassza (tűzifa) felhasználása 70-72 PJ. A következő táblázatban 2016-ra mutatjuk be a szilárd biomasszafelhasználás megoszlását.

17. TÁBLÁZAT: A SZILÁRD BIOMASSZA ENERGETIKAI CÉLÚ FELHASZNÁLÁSÁNAK ÉVES ORSZÁGOS MÉRLEGE, 2016, PJ

összes megújulóenergia felhasználás	125,5
ebből szilárd biomassza	100,9
szilárd biomasszában belül szalma (erőművi felhasználás)	4,3
szilárd biomasszában belül tűzifa (összes felhasználás)	96,6
tűzifa erőművi felhasználás	14,9
tűzifa távhő célú felhasználás	5,5
tűzifa ipari célú energetikai felhasználás	5,3
tűzifa lakossági, fűtési célú felhasználás	70,9

Forrás: MEKH és EEA

2.3.4.2. A SZILÁRD BIOMASSZA FORRÁS OLDALA

A szalma rendelkezésre állását, energetikai potenciálját és gazdasági modelljét a biogáz fejezetben külön tárgyaljuk. Az ott részletezett kutatási eredményeink azt mutatják, hogy a gabonatermesztésből származó szalma energia potenciálja az időjárás, a termesztett gabonafélék és a versengő felhasználási arányok függvényében 10 PJ és 30 PJ között alakul.

Jelen fejezetben a tetemes tűzifa felhasználást elemezzük forrás oldalról. Három lehetséges forrás vehető figyelembe: a hazai erdészeti tűzifa termelés, a hazai ültetvény eredetű faanyag és az import tűzifa. A következőkben ezeket vizsgáljuk meg részletesebben.

Hazai tűzifa kitermelés

A hazai tűzifa kitermelésre vonatkozó statisztikát az Agrárminisztérium honlapján, a NÉBIH összeállításában készülő országos erdészeti adatok között találhatunk. Az abban szereplő mennyiségek a következőképpen alakultak az elmúlt években.

18. TÁBLÁZAT: AZ ÖSSZES FA ÉS TŰZIFA KITERMELÉSI ADATOK A NÉBIH ERDÉSZETI IGAZGATÓSÁG KÖZLÉSE ALAPJÁN, ÉS A TŰZIFA BECSÜLT ENERGIATARTALMA

	összes fakiter- melés	kitermelt összes tűzifa	
	nettó m ³	nettó m ³	PJ
2000	5 902 000	2 596 880	24,9
2001	5 811 000	2 318 744	22,3
2002	5 836 293	2 398 220	23,0
2003	5 784 337	2 780 821	26,7
2004	5 659 958	2 672 047	25,7
2005	5 940 022	3 136 396	30,1
2006	5 912 847	3 245 925	31,2
2007	5 639 909	2 878 705	27,6
2008	5 956 540	3 134 848	30,1
2009	5 890 234	3 525 502	33,8
2010	6 406 120	3 659 828	35,1
2011	6 950 220	3 932 626	37,8
2012	6 611 485	3 624 288	34,8
2013	6 730 547	3 541 721	34,0
2014	6 403 727	3 284 969	31,5
2015	6 344 705	3 279 907	31,5
2016	6 175 707	3 225 687	31,0
2017	6 316 510	3 454 066	33,2

Forrás: NÉBIH, Agrárminisztérium (2018), KAEK (2018) és Somogyi (2009)²²

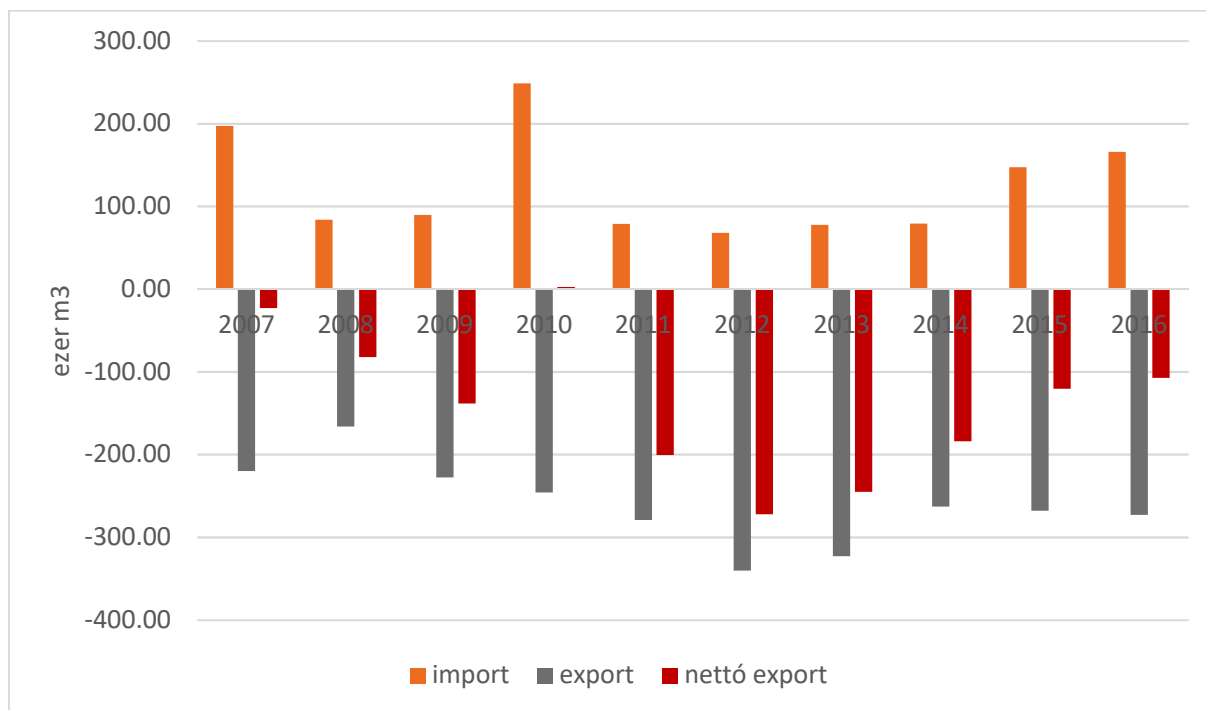
Vagyis azt látjuk, hogy a hazai kitermelésű és a hivatalos statisztikákban megjelenő tűzifa energiatartalma alig több mint harmada annak az energiamennyiségnek, ami a hivatalos hazai energiamérlegben tűzifa felhasználásból származik.

A hiányzó famennyiség származhat még nem erdő besorolású faültetvényekből és importból. Nézzük meg, milyen adatokat találunk ezekre vonatkozóan.

²² A tűzifa energiatartalmát 20% nedvességtartalom feltételezésével átlagosan 0,8 t/m³ sűrűséggel és 12 GJ/t fűtőértékkel számítottuk ki – bővebben lásd a fejezet későbbi részét.

Tűzifa import

19. TÁBLÁZAT: TŰZIFA IMPORT, EXPORT ÉS NETTÓ EXPORT MAGYARORSZÁGON, EZER M3



Forrás: EUROSTAT

Az ábrából látható, hogy az import sajnos nem oldja meg a hiányzó tűzifa problémát: az éves import volumenek a 200 ezer köbmétert sem érik el, ami kevesebb, mint a hazai kitermelés egytizede. Ráadásul az importált mennyiséget jóval meghaladja a tűzifa export, vagyis Magyarország nettó tűzifa exportőr, még ha csak igen kis volumenek mellett is (tízéves átlag: 137 ezer m3/év).

Ültetvény eredetű faanyag

Már csak az ültetvény eredetű faanyag maradt hátra a forrás oldalon. Az erre vonatkozó NÉBIH statisztikákat közöljük a következő táblázatban:

20. TÁBLÁZAT: MAGYARORSZÁGI ENERGETIKAI ÜLTETVÉNYEKBEN TERMELT FAANYAG HENGERESFA EGYENÉRTÉKBEN (EZER M3) ÉS ENERGIA TARTALOMBAN (PJ) KIFEJEZVE²³

	Ültetvényekben termelt faanyag,	
	ezer m3	PJ
2012	0,3	0,002
2013	0,1	0,001
2014	43,6	0,419
2015	72,4	0,695
2016	14,4	0,138

²³ Átváltás: 9,6 GJ/m3

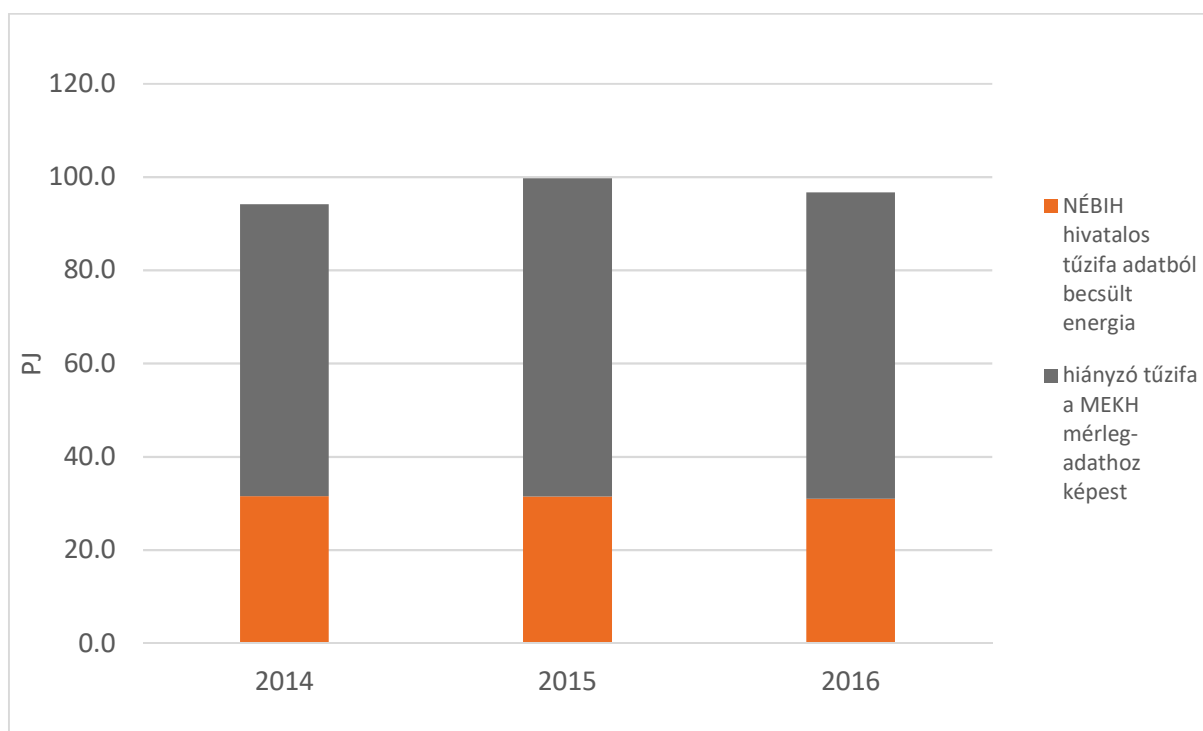
Forrás: NÉBIH, Agrárminisztérium (2018)

Az energiaültetvények termelése egyelőre statisztikai szempontból elhanyagolhatóan kevés, a 100 PJ körüli szilárd biomassza szegmensben belül a fél PJ alatti nagyságrendben mozog.

Összegzés

Összességében tehát egy nagyon problémás helyzetre bukkantunk a szilárd biomassza forrás oldalán. A hivatalos energiamérlegben megjelenő tűzifa felhasználást nem lehet megtalálni a forrás oldali hivatalos statisztikákban. A hiány mértéke nagyjából 2/3-os.

1. ÁBRA: A FORRÁS ÉS FELHASZNÁLÁS OLDALI HIVATALOS STATISZTIKAI TŰZIFA ADATOK ELLENTMONDÁSA



Forrás: NÉBIH, Agrárminisztérium (2018) és MEKH, az energiatartalom átszámítása 9,6 GJ/m³ paraméterrel

Felhívjuk a figyelmet, hogy mindenképp szükséges és sürgető a hatósági adatok módszertani kérdéseit tisztázni és hivatalos magyarázatot adni a hivatalos statisztikák között feszülő ellentmondásra. Ennek hiányában a statisztikákat nem lehet megbízhatónak tekinteni.

Ezek alapján jelen tanulmány nem vállalkozik megújuló energiapotenciál becslésre a szilárd biomassza szegmensben. Annak a lehetősége is fennáll ugyanis, hogy a felhasználás oldali adatok a helyesek, és ebben az esetben kérdéses, hogy a tűzifa mennyiben származik fenntartható erdőgazdálkodásból. A fenntarthatóság pedig alapvető feltétele annak, hogy a szilárd biomasszát megújuló energiaforrásnak tekintsük.

Különösen veszélyes volna jelen helyzetben a statisztikai probléma tisztázása előtt bármilyen megújuló energia támogatási rendszert kialakítani a szilárd biomasszára. Mivel már így is kérdéses a szilárd biomasszafelhasználás fenntarthatósága, további felhasználás oldali támogatások (pl. villamos energia tarifa prémium) csak még súlyosabb irányba tolhatják a felhasználást.

2.3.4.3. A MEGLÉVŐ ERŐMŰVI FELHASZNÁLÁS KÖLTSÉGÉNEK BECSLÉSE

Az erőművi tűzifa felhasználás ma része a megújuló villamosenergia-termelésnek. A tűzifa potenciálbecslés fentebb leírt kockázata miatt villamosenergia-költségbebecslést csak erre a már meglévő erőművi felhasználásra adunk. Újak építését ösztönözni egyelőre nem tanácsos.

A költségbebecslés az LCOE módszerrel készült. Az általunk számított LCOE érték elsősorban a Nemzetközi Megújulóenergia Ügynökség (IRENA 2018) legfrissebb tanulmányára támaszkodik, amely részletes adatokat mutat be az erőművi tűzifa felhasználás költségeire vonatkozóan – további felhasznált források: Fraunhofer (2018), IEA (2018).

Ebben a tanulmányban azzal számolunk, hogy a meglévő erőművi kapacitások megújulnak, vagyis ugyanazon a telephelyen és névleges kapacitással működnek tovább jelenlegi élettartamuk végén.

Mivel ebben az esetben nem egy innovatív, gyorsan fejlődő technológiáról van szó, ezért a tanulási rátát nullának feltételezzük, vagyis a jelenleg ismert működési és karbantartási költségeket és az energetikai hatásfokot konstansnak tekintjük. Szintén állandónak vesszük a tűzifa költségét, amit 1600 Ft/GJ szinten paramétereztük, ez nagyjából megfelel az erőművek és fűtőművek által jelenleg érzékelt költségszintnek.

A tőkebefektetés értékét a szakirodalom 500 – 2000 USD/kW szórással adja meg. Mi abból indultunk ki, hogy a meglévő erőművek az egyszerűbb, közvetlen szilárd tüzelési technológiát képviselik, ami a sáv alsó felében helyezkedik el (500 – 1000 USD/kW). Ennek az alsó sávnak a tetejét, az 1000 USD/kW tőkebefektetési értéket vettük alapul. De mivel csak meglévő, régóta működő erőművek szerepelnek a potenciálbecslésben, ezért a referencia esetben mindössze ennek 20%-át építettük be a tényleges költségek közé.

Az egyetlen költségelem, amelyre érzékenység vizsgálatot végzünk, az az elvárt megtérülést kifejező súlyozott átlagos tőkeköltség (WACC). Ezzel próbáltuk megragadni a tűzifa fenntarthatósága körül feltárt bizonytalanságot.

A korábban ismertettek alapján alapesetben 8,55%-os súlyozott átlagos tőkeköltséggel számolunk. Az érzékenységvizsgálat esetében ehhez adtunk hozzá és vettünk el 2-2 százalékpontot, hogy kifejezzük az érzékelt kockázatok szórását és hatását az elvárt tőkemegtérülésre.

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja be a felhasznált inputokat és a kapott eredményeket. A meglévő erőművek LCOE értéke 66,9€/MWh-nak adódik, amely 6,9€/MWh-val meghaladja az általunk feltételezett nagykereskedelmi villamosenergia-árat. Ebből következően támogatás nélkül ezen beruházás sem tekinthető megtérülőnek. Egy zöldmezős beruházás ezzel szemben magasabb, 15 €/MWh-os támogatást igényel.

21. TÁBLÁZAT: AZ LCOE BECSLÉS PARAMÉTEREI ÉS A SZÁMÍTÁSOK EREDMÉNYEI

	MEGLÉVŐ	REKK SZCENÁRIÓK		
	REF	REF	WACC+2	WACC-2
CAPEX, USD/kW	200	1000	1000	1000
WACC	8,55%	8,55%	10,55%	6,55%
O&M fix, USD/kW	4%	4%	4%	4%
O&M fix, USD	400	2 000	2 000	2 000
kapacitás faktor %	85%	85%	85%	85%
hatásfok, kiadott villamos	30%	30%	30%	30%
tűzifa ár, USD/GJ	5,8	5,8	5,8	5,8
O&M var, USD/kWh	0,005	0,005	0,005	0,005
LCOE USD/MWh	77,0	86,5	89,0	84,2
LCOE EUR/MWh	66,9	75,2	77,3	73,1
LCOE HUF/MWh	21 402	24 057	24 752	23 396

2.3.5. GEOTERMIKUS ÁRAMTERMELÉS

A földhő alapú, vagyis geotermikus áramtermelés esetén technológiai szempontból érdemes megkülönböztetni a jellemzően vulkáni tevékenység közelében, kis mélységben található forrásokra épülő, és a nagyobb mélységben (általában több km) található forrásokra épülő erőműveket. Az első esetben már kiforrott technológiáról beszélhetünk (ilyen erőműveket találunk például nagy számban Izlandon), míg a mélyebben található víz- és hőforrások kiaknázása továbbra is jóval költségesebb és kockázatosabb feladat. Ez utóbbi területeken az úgynevezett EGS (Enhanced Geothermal System) és HDR (Hot Dry Rock) technológiával lehetséges az áramtermelés, melyek esetén a víz felhozatala (vagy adott esetben levitele) nagy mélységbe történő fúrásokkal valósítható meg.

Az erőművek kapacitása és a projekt költségei, illetve megtérülése nagyban függenek a geológiai adottságoktól, valamint a víz hőmérsékletétől és hozamától. Mivel az ezekre vonatkozó kutatások rendkívül drágák, a költségvetés, illetve a kockázat mértéke attól is nagyban függ, hogy az adott területet korábban (akár más projektek keretében) feltérképezték-e már.

A geotermikus erőművek összkapacitása világszinten 2016-ban 12,7 GW volt, melynek nagyjából egy ötöde 2010 után épült fel. A projektek mérete rendkívül széles skálán mozog, a néhány megawattostól a néhány száz megawattosig találunk erőműveket. Hasonlóan nagy a szórás a költségek esetén: a megvalósult projektek megawattóra vetített beruházási költségeiben négy-ötösörös különbségeket láthatunk (IRENA, 2018).

A geotermikus energiatermelésnek nagy hagyománya van hazánkban is, adottságaink azonban elsősorban a hőtermelés területén kedvezőek. Áramtermelés tekintetében főként a fent említett, mélyebbre történő fúrásokat igénylő technológiák jöhetnek szóba, így a geotermikus áramtermelés Magyarországon a drágább megújuló alapú technológiák közé tartozik.

Jelenleg hazánkban egyetlen geotermikus erőmű üzemel: a turai 3 MW-os áramtermelő kapacitású erőművet 2017 őszén adták át. A tervek szerint az áramtermelés mellett 7 MW hőkapacitást is hasznosítani szeretnének, elsősorban üvegházak fűtésére. A magyar viszonyok között várhatóan megtérülés szempontjából kedvezőbbek lehetnek azok a projektek, amelyek képesek az áramtermelés mellett a hőhasznosításra is.

2.3.5.1. SZAKIRODALMI LCOE ÉRTÉKEK

A szakirodalmi adatok alapján jól látható, hogy a geotermikus áramtermelő projektek költségei és jövedelmezősége között jelentős eltérések vannak, így mind a becsült, mind a tény adatok széles sávban mozognak. A következő táblázat az elmúlt néhány év fontosabb tanulmányaiban szereplő LCOE értékeket mutatja be.

22. TÁBLÁZAT: SZAKIRODALMI GEOTERMIKUS LCOE ÉRTÉKEK

Tanulmány	LCOE (\$/MWh)	Tény/becsült érték	Terület	Év
EIA (2018)	42-50	Becsítés már elindult projektek költsége- ire	USA	Várhatóan 2022- ben belépő pro- jektek adatai
IEA (2017)	35-200	Előrejelzés	Világ	Előrejelzés 2022- re
IRENA (2018b)	40-140	Tény költség adatok	Világ	2007-2020
Lazard (2017)	77-117	Tény költség adatok	USA	2018-ig megva- lósult projektek adatai

Forrás: REKK gyűjtés a fenti forrásokból

A megadott sávok a közelmúltra és a közeljövőre vonatkoznak, a fenti anyagokban 2030-ra, illetve kifejezetten Magyarországra, vagy a régióra vonatkozó adatokat nem találunk. Mivel a hazánkban jelenlegi tudásunk szerint alkalmazható technológiák még kísérleti fázisban vannak, így 2030-ig sem feltételezünk jelentős költségcsökkenést - a tanulási görbén való elinduláshoz először szükség lenne valamilyen technológiai áttörésre.

Szintén fontos kiemelni, hogy a már megvalósult projektek jellemzően a kedvezőbb adottságokkal rendelkező területeken épültek meg, vagyis a hazai költségbecsléskor érdemes a megadott költségek felső szélét alapul venni. Annál is inkább, mert Magyarországon a nagy mélységre vonatkozó geológiai adatok sok helyen még nem állnak rendelkezésre, míg a már megvalósult erőművek egy része korábban már megkutatott területen épült fel, ami jelentős költségelőnnnyel jár.

2.3.5.2. LCOE BECSLÉS - INPUTOK

A magyar LCOE becsléshez használt adatok alapvetően a fent bemutatott szakirodalmakból származnak – ahol indokoltnak tartjuk – a hazai viszonyok figyelembevételével módosítva. A következő táblázat a számításhoz használt input adatokat foglalja össze.

23. TÁBLÁZAT: GEOTERMIKUS LCOE BECSLÉS INPUT ADATAI

Tényező	Érték	Forrás
Beruházási költség	6000 \$/kW	REKK becslés IEA (2017), IRENA (2018b), Lazard (2017) alapján
Üzemeltetési és fenntartási költségek (O&M)	110 \$/kW/év	IRENA (2018b)
Üzemanyagköltség	0	IRENA (2018b), EIA (2018), Lazard (2017)
Tőkeköltség	10,55%	REKK becslés
Élettartam	25 év	IRENA (2018b)
Kapacitástényező	85%	REKK becslés HDÚ (2012), IRENA (2018b) és EIA (2018) adatok alapján

Forrás: REKK becslés a fenti források alapján

A beruházási költség adatok nagyjából 1400 és 6700 \$/kW között szóródnak, elsősorban a már megvalósult projektek esetén. Így, ahogy fent említettük a magyar projektekre egy ezen sáv felső szélén elhelyezkedő értéket veszünk alapul (6000 \$/kW), és egy +/-25%-os érzékenységvizsgálat keretében nézzük meg ezen költségek csökkenésének és növekedésének hatását.

Az üzemeltetési költségekre vonatkozóan az IRENA 2018-as tanulmányában szereplő 110 \$/kW/év-es értéket használjuk (+/-50%-os érzékenységvizsgálattal más források szélesebb körben való szóródása miatt), míg a kifejezetten üzemanyagköltségként aposztrofált kategóriára egységesen több forrás is nulla értéket jelöl meg – vagyis a szivattyúk működtetése nem üzemanyagköltségként, hanem általános üzemeltetési költségként kerül elszámolásra.

A tőkeköltség meghatározása a korábbiakban bemutatott egységes módszer alapján történik a geotermikus áramtermelés esetén is, az érzékenységvizsgálatokban pedig itt is egy nagyobb sávot vizsgálunk, a 10,55%-os értékhez képest +/- 2 százalékpontos változással.

Az élettartamra vonatkozóan különböző értékekkel találkozunk a szakirodalomban, a GeoElec projekt (Serdjuk et al., 2013) például 30-50 évet említ. Mi azonban egy prudens megközelítést alkalmazunk, és az IRENA, 2018-as tanulmányában elérhető 25 évet feltételezzük hasznos élettartamnak.

Végül a kapacitás tényező értékét több különböző tanulmány - szintén relatív széles skálán mozgó - értékei alapján becsüljük meg. A 85%-os érték más technológiákkal ellentétben az egész év során állandó, vagyis a geotermikus erőművek folyamatosan képesek az áramtermelésre, így zsinórerőműként illeszthetőek a rendszerbe.

2.3.5.3. LCOE BECSLÉS - EREDMÉNYEK

A következő táblázat a REKK referencia becslésének, illetve az érzékenységvizsgálatoknak az eredményeit mutatja be, 60 €/MWh-s nagykereskedelmi áramárat feltételezve 2030-ra.

24. TÁBLÁZAT: REKK GEOTERMIKUS LCOE BECSLÉS EREDMÉNYEI

	LCOE (€/MWh) – 2030	Támogatásigény (€/MWh)
Referencia becslés (6 000 \$/kW; 110 \$/kW/év; 10.55%)	93,33	33,33
	Érzékenységvizsgálat	
Beruházási költség		
-25% (4 500 \$/kW)	73,21	13,21
+25% (7 500 \$/kW)	113,45	53,45
O&M		
-50% (55 \$/kW/év)	86,90	26,90
+50% (165 \$/kW/év)	99,75	39,75
WACC		
-2% (8.55%)	63,94	3,94
+2% (12.55%)	126,62	66,62

Forrás: REKK számítás a fent ismertetett források alapján

A kalkulált értékek alapvetően a szakirodalmi adatok alapján meghatározott sávokba esnek, azoknak többnyire a felső szélén helyezkednek el. A többi áramtermelő technológia hazai LCOE számaihoz képest viszonylag magasak, vagyis a technológia drágának tekinthető. Nagyon függ azonban a pontos költség, illetve a támogatási igény az adott projekt pontos beruházási költségétől, valamint a finanszírozás költségétől (tehát a WACC-tól), míg az üzemeltetési költségek változása nem befolyásolja komolyan az eredményeket.

Magyarországon a 2030-ra becsült geotermikus áramtermelési potenciál 760 GWh/év. Ez az érték a Hazai Dekarbonizációs Útitermben (HDÚ) szereplő kapacitás érték (102 MW), és a szakirodalmi adatok alapján általunk becsült kapacitástényező (85%) szorzataként adódik. Jelenleg, ahogy fent bemutattuk, ebből 3 MW kapacitás üzemel. A geotermikus energia hazai kiaknázásának 2030-ig tehát várhatóan nem a fenti potenciál elérése fog gátat szabni.

2.4. HŐSZEKTOR

2.4.1. TÁVHŐSZEKTOR

A távhőszektor esetében a megújuló potenciálok és a költségek becslésére a REKK által kifejlesztett Magyarországi Távhőpiaci Modellt használjuk. A modell lehetőséget teremt arra, hogy különböző fajlagos támogatási szintek mellett szimuláljuk, hogy 2030-ig mekkora megújuló termeléssel számolhatunk.

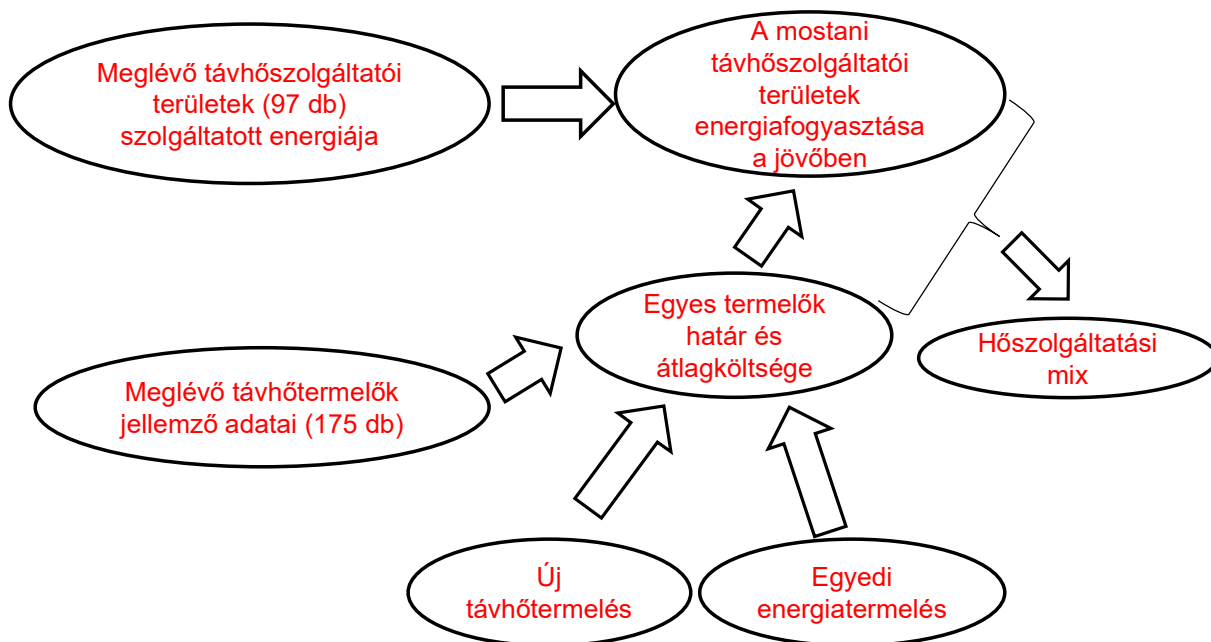
2.4.1.1. A MAGYARORSZÁGI TÁVHŐPIACI MODELL BEMUTATÁSA²⁴

A Magyarországi Távhőpiaci Modell egy ún. bottom-up - alulról építkező - modell. A Modell 97 magyar távhőellátási körzetet és 175 hőtermelőt fed le. Mindegyik ellátási területen a jelenlegi hőfogyasztást három fogyasztói kategóriába soroljuk: i) háztartások; ii) szolgáltatók, iii) ipari fogyasztás. Így a teljes, jelenleg távhővel ellátott fogyasztást modellezzünk, azonban fontos megjegyezni, hogy ez a modell csak azt a hőigényt veszi figyelembe, amelyet jelenleg a távhőrendszer lát el hőenergiával. Így a modell sem új távhő területekkel, sem a jelenlegi távhőrendszerhez újonnan csatlakozó fogyasztókkal nem számol.

A modell magába foglalja a távhőtermelők főbb jellemzőit: a felhasznált tüzelőanyag típusa, technológiája, üzembe helyezés éve, a generátor típusa, a hő és villamos áram termelési határfoka, valamint a maximális hőkapacitása. Ezekből az adatokból – a különböző tüzelőanyag-árak előrejelzéseit használva és különböző működési költségeket feltételezve – ki tudjuk számítani a hőtermelés határköltségét. A modell nem csak a távhőtermelés költségét kalkulálja, hanem meghatározza az egyedi hőtermelési módok költségét is (főként az egyéni gázfűtést, mely a legelterjedtebb Magyarországon).

Fontos megkülönböztetni a jelenlegi termelőket az újaktól. Míg a régi távhőtermelő egységek határköltségen tudnak termelni, az új termelők esetében figyelembe kell vennünk a befektetés tőkeköltségét is, azaz az új termelők csak akkor lépnek be a piacra, ha legalább az átlagköltségüknek megfelelő mértékű bevételre számíthatnak. A modellben feltételezzük, hogy az adott ellátási körzetekben mindig a legolcsóbb technológia termel, figyelembe véve annak kapacitáskorlátját. Amennyiben azt eléri, akkor a sorban következő legolcsóbb termelő lép be. Minden egyes távhőkörizetre vonatkozóan a modell meghatározza a távhőtermelés kínálati görbét, azaz merit-orderjét.

2. ÁBRA: A MAGYARORSZÁGI TÁVHŐPIACI MODELL MŰKÖDÉSE



²⁴ A Modell bemutatása Mezősi (2015), Mezősi et al. (2016) és Mezősi et al. (2017) alapján készült.

Távhőellátás

A modell 97 távhőellátási körzetet tartalmaz. A MEKH adatközlése alapján összegyűjtöttük, minden egyes távhőellátási körzetről, hogy mekkora az ipari, illetve az egyéb (lakossági és terciér szektor) fogyasztása 2016-ban (MEKH, 2014; MEKH, 2017). A 2016. évi távhőfogyasztás 44,2 PJ-t tett ki. A modellezés során feltételezzük, hogy a háztartások és a szolgáltatók fogyasztása évente 1,5%-kal csökken az energiahatékonysági beruházások következtében, mely összhangban van a Nemzeti Épületenergetikai Stratégia tervezett céljával. Az ipari szektor fogyasztását konstansnak vettük a vizsgált időtávon.

Ahhoz, hogy számszerűsíthessük a távhőfogyasztás teljes költségét, nem csak a termelést, hanem a távhő elosztásának költségét is vizsgálni kell. Habár ez a költség nagymértékben függ a távhőrendszer hosszától és korától, erre vonatkozó adatok nem érhetők el, így egyedi költségbecslésre nincs lehetőségünk. A szakirodalomra (Ericsson, 2009) alapozva feltételezzük, hogy a távhőellátás költsége egységesen 2500 Ft/GJ. Ez magába foglalja az elosztási veszteségből képződő költségeket és a működtetési költségeket egyaránt. Az első modellezett év után a távhő összköltségét elosztjuk az aktuális távhő fogyasztással. Például, ha az adott távhőellátási körzetben a fogyasztás 1000 GJ, de a következő évben 900 GJ-ra csökken, az azt jelenti, hogy az ellátás költsége 2778 Ft/GJ-ra nő ($2500\text{Ft/GJ} \cdot 1000\text{GJ} / 900\text{GJ} = 2778\text{Ft/GJ}$). Így az ellátás átlagköltsége csökkenő távhőfogyasztás esetén nő, mivel a rendszer kisebb fogyasztásra kell vetíteti az ellátás összköltségét.

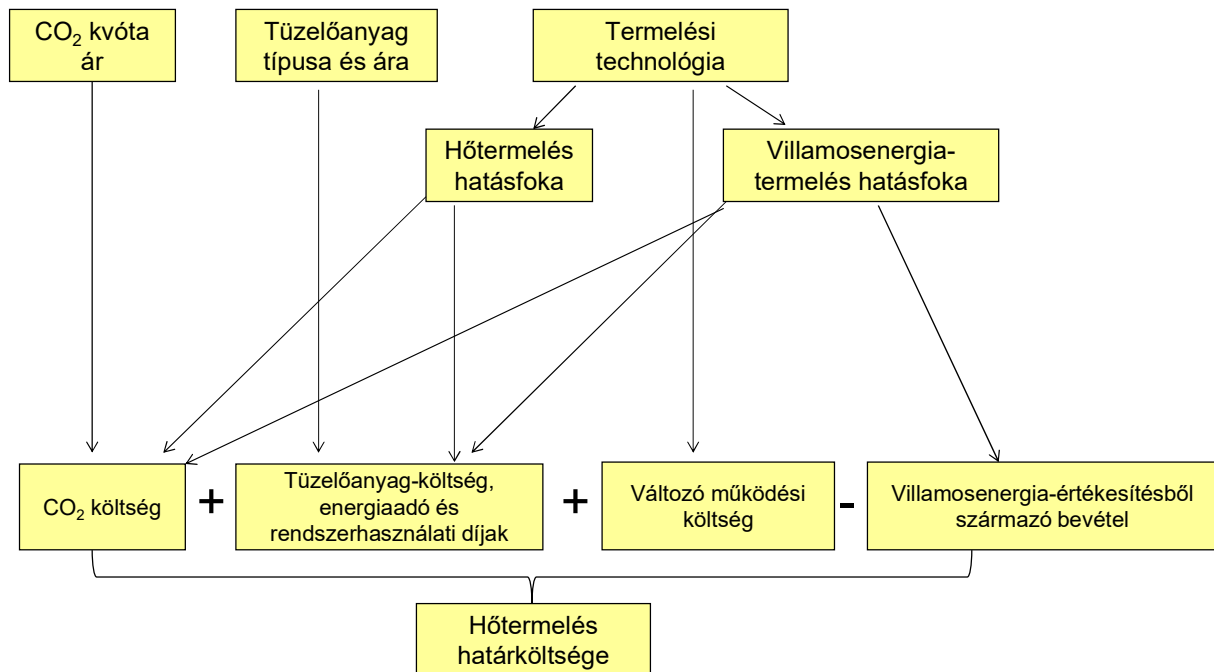
A modell termelői oldala

A modell kínálati oldalán három termelői csoportot különböztetünk meg: i) meglévő távhőtermelők, ii) jövőbeli távhőtermelők, iii) jövőbeli egyedi hőtermelők. A következőkben bemutatjuk, hogyan számszerűsítjük az egyes hőtermelők átlag- és határköltségét.

Működő távhő termelők

A 175 távhőtermelő teljes hőkapacitása Magyarországon 7635 MWth, melynek 89%-a gázalapú hőtermelés, 6,5%-a biomassza alapú, 2,5%-a geotermikus, 1,5% hulladék, míg 0,5%-a nukleáris energián alapul (MEKH, 2017; illetve saját gyűjtés). A hőtermelői kapacitások kétharmadát kogenerációs erőművek adják. A termelés határköltségét minden egyes termelőegységre külön-külön határozzuk meg.

3. ÁBRA: A MEGLÉVŐ TÁVHŐTERMELŐK HATÁRKÖLTSÉGEINEK MEGHATÁROZÁSA



CO₂ költségek

A CO₂ kibocsátás költsége két tényezőtől függ: a termelés hatásfokától és a CO₂ kvóta áráról. A vonatkozó uniós irányelv értelmében csak a 20 MW_{th} feletti termelők kötelezettek részt venni a CO₂ kvóta-kereskedelemben, így az ennél kisebb termelők esetében nem kell szén-dioxid költséggel számolnunk. A modellben csak a földgáztüzelésű kazánok és kapcsolt termelők bocsátanak ki CO₂-t, amelyek fajlagos emissziós tényezője 55,82 kg/GJ. A következő képlet mutatja, hogyan került számszerűsítésre a szén-dioxid költség.

$$MC_{CO_2} = P_{CO_2} \times Q_{CO_2} = P_{CO_2} \left(\frac{EUR}{t} \right) \times \frac{\text{kibocsátási tényező} \left(\frac{kg}{GJ} \right)}{\frac{1000}{\text{hőtermelő hatásfok} (\%)}} \times \text{Árfolyam} \left(\frac{HUF}{EUR} \right)$$

A szén-dioxid árára vonatkozóan az ITM által használt CO₂ árelőrejelzést használtuk. Ezek alapján a jelenlegi 20€/t-ás árról 2023-ra 40 €/t-ra növekszik az ár, majd ezt követően csökkenésnek indul, és 2030-ra 15,2€/t-ás árszinten stabilizálódik.

Tüzelőanyag-költség

A tüzelőanyag-költség kiszámításához egyszerűen meghatározzuk, hogy mennyi tüzelőanyagra van szükség 1 GJ hasznos hő előállításához, figyelembe véve az erőmű hatásfokát, és a megfelelő tüzelőanyag-árát.

$$MC_{ta} = \frac{P_{ta}}{\text{hőtermelő hatásfok}}$$

A modellben tüzelőanyag alapján négy típust különböztetünk meg: gáztüzelésűt, biomassza tüzelésűt, atomenergia alapút, illetve geotermikus termelést. A biomassza esetében 1600

Ft/GJ-os referencia árral kalkuláltunk, míg a geotermikus termelés esetében nem merül fel tüzelőanyag-költség. A földgáz árára vonatkozóan 2018-ra 1910 Ft/GJ-lal kalkuláltunk, amely 2030-ra 2260 Ft/GJ-ra növekszik. A nagykereskedelmi földgáz ár becslésére a REKK által kifejlesztett Európai Gázpiaci Modellt használtuk.

Energiaadó

Az energiaadó költsége megegyezik az adott tüzelőanyag jövedéki adójának a hőtermelés hatásfokával elosztott értékével. A földgáztüzelésű erőműveknek energiaadója 103,6 Ft/GJ.

$$MC_{j\ddot{o}ved\acute{e}ki\ ad\acute{o}} = \frac{P_{j\ddot{o}ved\acute{e}ki\ ad\acute{o}}}{h\ddot{o}termel\ddot{o}\ hat\acute{a}sfok}$$

Rendszerhasználati-díjak

A földgáztüzelésű távhőtermelőknek a földgáz-felhasználás után rendszerhasználati-díjat is fizetniük kell, amelyek közé tartozik az átviteli díj, a forgalmazói díj, a földgáz szagosítási díja, illetve a biztonsági tárolók készletezési díja. Magyarországon ezeknek az átlagos költsége 150 Ft/GJ. Hasonlóan az energiaadókhoz és az tüzelőanyag-költséghez, a rendszerhasználati díjak fajlagos költségét megkapjuk, ha a rendszerhasználati-díjakat elosztjuk a távhőtermelés nettó hatásfokával.

$$MC_{rendszerdíj} = \frac{P_{rhd}}{\text{hőtermelő hatásfok}}$$

Változó működési költségek (OPEX)

Végezetül, az utolsó költségelem a működési költség változó része. Feltételeztük, hogy a változó jellegű működési költség gázkazán esetében 100 Ft/GJ, míg kapcsolt termelés esetében ennek mértéke 200 Ft/GJ.

Villamosenergia-értékesítésből származó jövedelem

Ahogy már említettük, a távhőtermelő kapacitások kétharmada kapcsolt erőmű. Ezenél a termelőknél feltételeztük, hogy a villamosenergia-értékesítése csökkenti a hőtermelés határköltségét.

$$MR_{áram} = \frac{P_{áram}}{\text{villamosenergia} - \text{termelés hatásfoka}}$$

A magyar villamosenergia-árakat a REKK által fejlesztett Európai Árampiaci Modellel (EEMM) jeleztük előre annak érdekében, hogy számíthassuk a határbevételeket. A modellezés eredményeképpen a nagykereskedelmi villamosenergia-árát 60 €/MWh-nak feltételezzük a vizsgált időszakban.

Távhő előállítás teljes költsége

A következő egyenlet foglalja össze, hogy hogyan számítjuk a meglévő távhőtermelők hőtermelésének határköltségét.

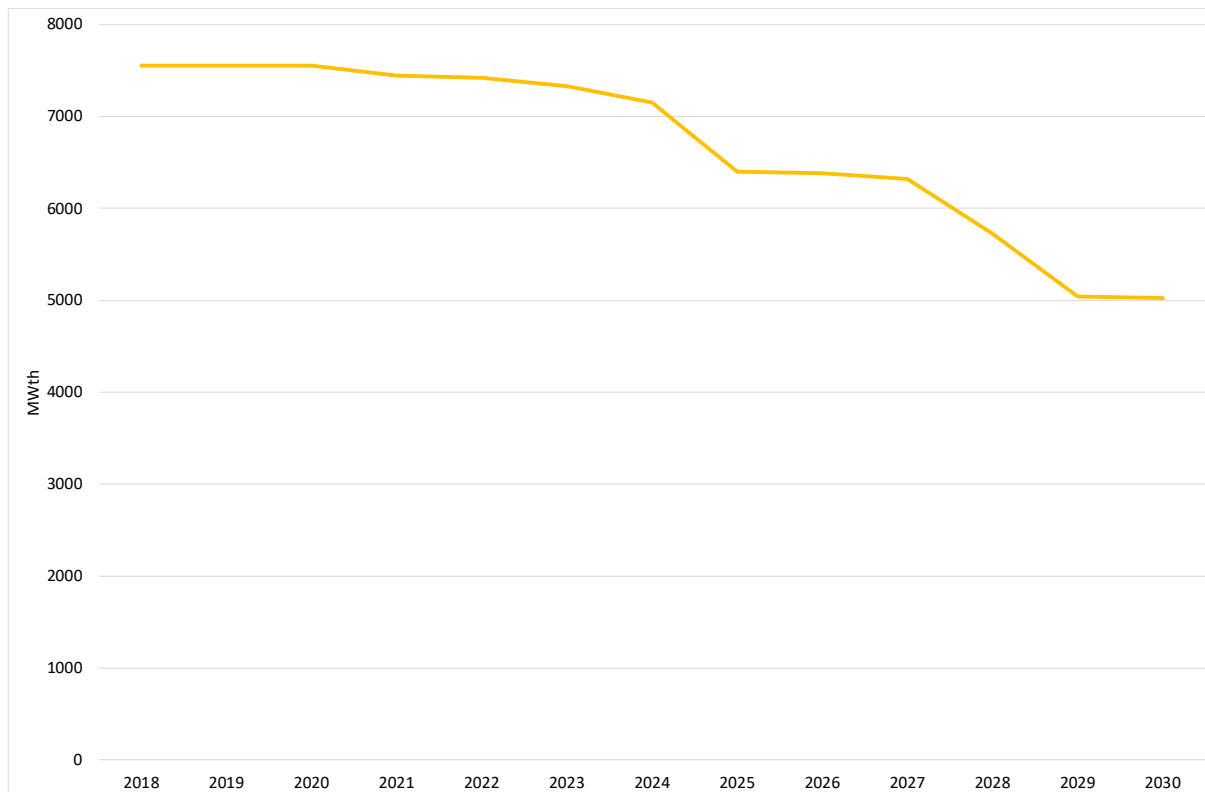
$$MR_{hő} = MC_{CO_2} + MC_{ta} + MC_{j\ddot{o}ved\acute{e}ki\ ad\acute{o}} + MC_{rhd} + OPEX - MR_{áram}$$

Azzal, hogy a határköltséget erőművenként számítjuk, meghatározható minden egyes távhő-körzetben a kínálati görbe.

Meglévő távhőtermelők kilépése

Ahhoz, hogy a jövőbeli tüzelőanyag-mixet becsülhessük szükséges meghatározni az egyes tüzelőberendezések várható bezárási évét. Ehhez szükséges összegyűjteni az összes távhőtermelő üzembe helyezésének évét. Az alábbi ábra mutatja, hogy 2018 és 2030 között hogyan alakul a jelenleg működő hőtermelő létesítmények beépített kapacitása.

4. ÁBRA: A JELENLEG MEGLÉVŐ TÁVHŐTERMELŐ KAPACITÁSOK VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2018-2030 KÖZÖTT, MWth



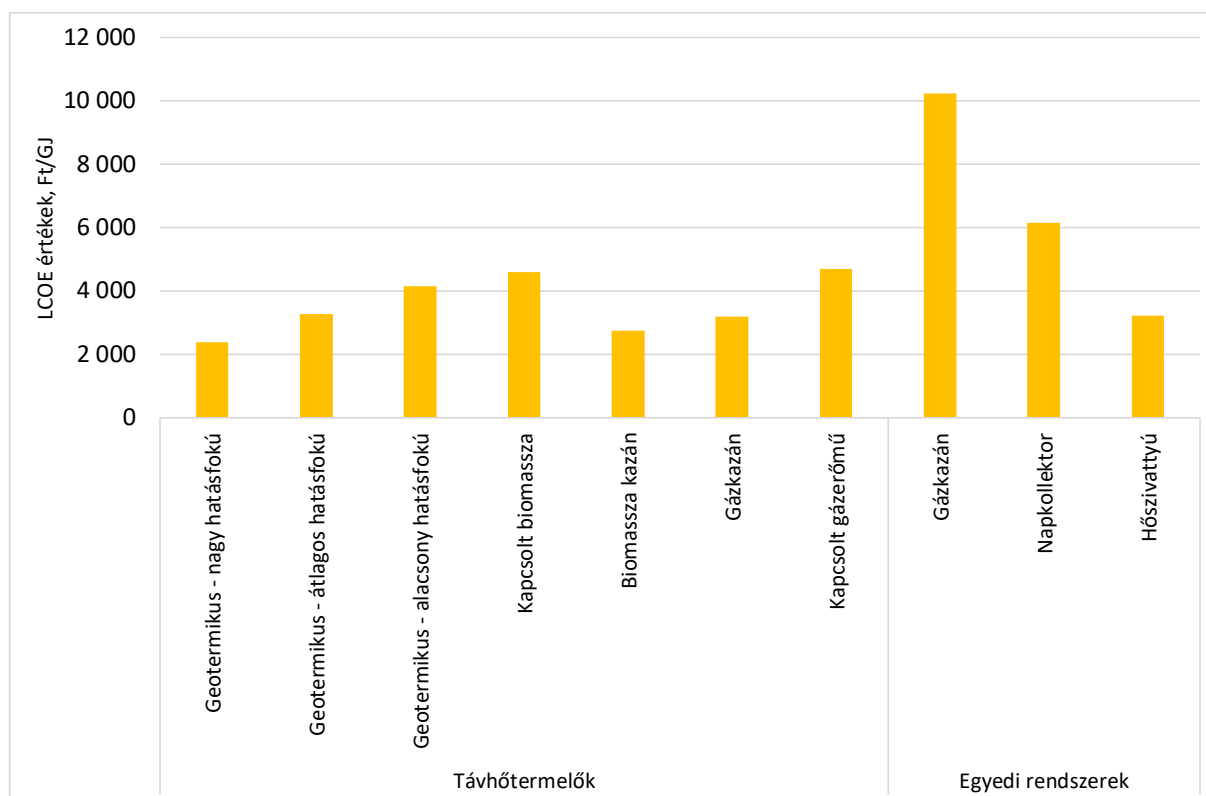
Forrás: REKK gyűjtés

Új hőtermelő kapacitások

Új kapacitásokra tehát szükség van annak érdekében, hogy a jövőbeli igények is kielégíthetőek legyenek. Két alapvető lehetőség van a kilépő erőművek helyettesítésére: új távhőtermelők építése vagy egyedi hőtermelő létesítmények üzembe helyezése.

A modellben négy távhőtermelő és három egyedi típust különböztetünk meg: geotermikus; biomassza; gáz alapú kapcsolt és gázkazánnal működő távhőtermelőket, illetve gázkazán, napkollektor és hőszivattyú. Amikor döntést hoznak egy új távhőtermelő vagy egyedi energiatermelő létesítéséről, a befektetők nem csak a hőtermelés határköltségét számolják, de figyelembe veszik a befektetés költségeit és az éves fix üzemeltetési és karbantartási költségeket is. Minden egyes technológiára számítjuk a hőtermelés átlagköltségét (LCOE értékét), ami megmutatja, hogy mekkora átlagos hőbevétel mellett épülne meg az adott termelő-berendezés.

5. ÁBRA: HŐTERMELÉS ÁTLAGKÖLTSÉGE 2030-BAN, FT/GJ

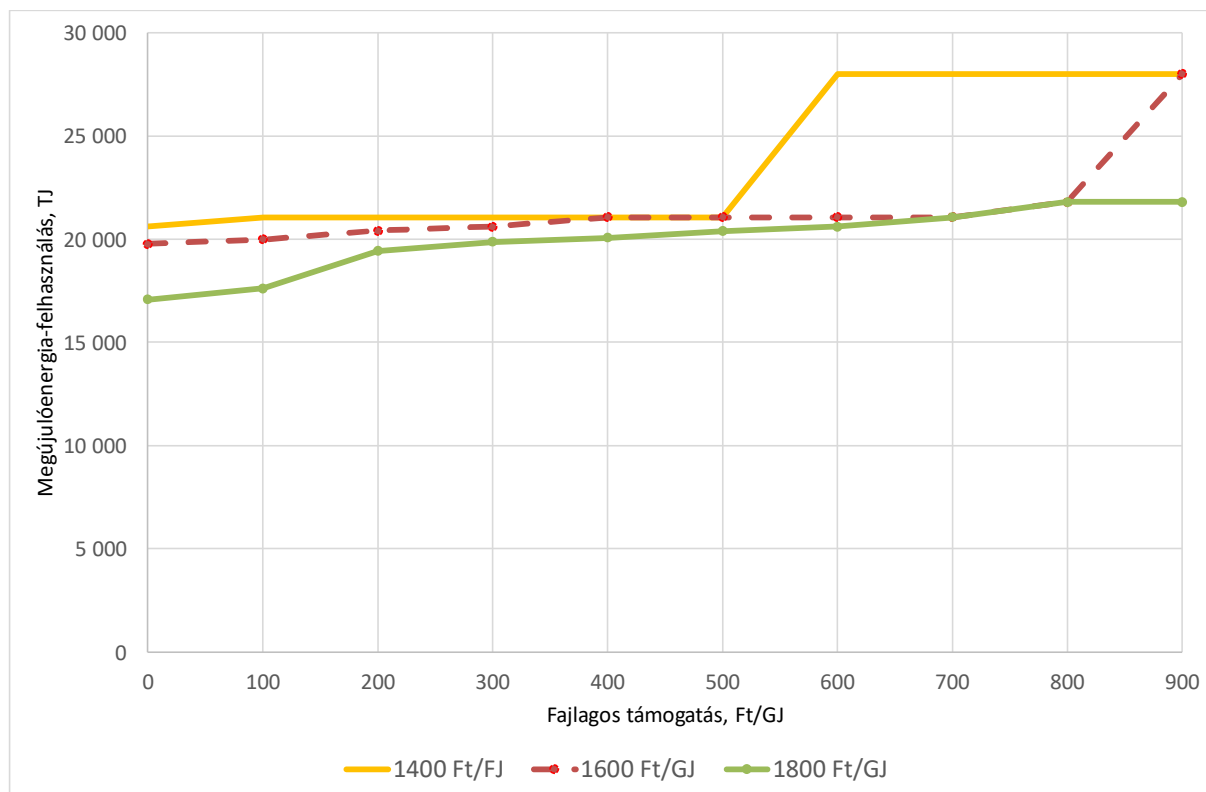


2.4.1.2. A MODELLEZÉS EREDMÉNYE

A modellezés referencia esetében, ha nincs semmiféle megújuló támogatás, akkor 2030-ra is jelentős megújuló penetrációval számolhatunk. Ez részben annak köszönhető, hogy számos gáztüzelésű hőtermelő létesítménynek lejár az élettartalma, így mindenképpen új beruházásra van szükség. Ahogy az előzőekben bemutattuk mindkét technológia alacsonyabb LCOE értékkel rendelkezik, így ezen területeken a tisztább erőforrás térnyerésével számolhatunk.

A vizsgálat fő célja, hogy különböző fajlagos támogatás mellett számszerűsítse hogyan alakul a megújuló alapú távhőtermelés. Az elemzés során a más szektorokkal való összehasonlítás miatt, azzal a feltételezéssel élünk, hogy minden egyes megtermelt GJ után kapja a támogatást a megújuló termelő. Fontos felhívni a figyelmet, hogy ez nem feltétlenül jelenti azt, hogy ezen szektor esetében ilyen módon kellene támogatni a megújulók elterjedését, a támogatás adható beruházási támogatásként, vagy más formában is. Továbbá jelezzük, hogy a modellezés tökéletes versenyt feltételez, tehát azon technológiák terjednek el, amelyek a legolcsóbb módon képesek kiszolgálni a hőigényt. Az elemzés keretein túlmutat annak vizsgálata, hogy a jelenlegi távhőárszabályozás mennyire felel meg ezen kritériumnak, mennyire befektetőbarát a jelenlegi szabályozás. A modellezés során háromféle biomassza árral kalkuláltunk, 1400, 1600, illetve 1800 Ft/GJ-os tüzelőanyag-költség. Ezek közül az 1600 Ft/GJ-t tekintjük referenciának.

6. ÁBRA: KÜLÖNBÖZŐ FAJLAGOS MEGÚJULÓ TÁMOGATÁS ÉS BIOMASSZA ÁR ESETÉN A MEGÚJULÓK PENETRÁCIÓJA 2030-BAN



Látható, hogy abban az esetben, ha nincs semmiféle támogatás a megújulóakra, és a referencia biomassza árat vesszük alapul, akkor 20 PJ megújuló alapú távhőtermelés is elérhető. A támogatás növekedésével folyamatosan, kismértékben növekszik a megújuló penetráció, míg 900 Ft/GJ-os árnál egy nagy ugrást láthatunk. Ez annak köszönhető, hogy ennél az árnál már a biomassza termelés képes kiszorítani egyes távhőkörzetekben a jelenleg, rosszabb hatásfokkal működő gázalapú termelést is. Hasonló ugrást láthatunk 1400 Ft/GJ-os biomassza ár esetén is, itt azonban ezen nagy ugrás alacsonyabb támogatási szint mellett valósul meg. Az alábbi táblázatban feltüntettük, hogy a különböző támogatási szintek és biomassza ár esetén melyik megújuló technológia, milyen mértékben terjed el.

25. TÁBLÁZAT: KÜLÖNBÖZŐ BIOMASSZA ÁR ÉS FAJLAGOS TÁMOGATÁS MELLETT A GEOTERMIKUS ÉS A BIOMASSZA ALAPÚ TÁVHŐTERMELÉS ELTERJEDÉSE, TJ

TJ		Biomassza költség: 1400 Ft/GJ		Biomassza költség: 1600 Ft/GJ		Biomassza költség: 1800 Ft/GJ	
		Biomassza	Geotermia	Biomassza	Geotermia	Biomassza	Geotermia
Támogatás, Ft/GJ	0	16 466	4 134	12 830	6 932	10 133	6 952
	100	16 981	4 079	13 023	6 970	10 611	7 003
	200	16 981	4 079	13 802	6 602	12 432	6 993
	300	16 981	4 079	14 240	6 370	12 814	7 051
	400	16 981	4 079	14 690	6 370	13 043	7 032
	500	16 989	4 071	14 690	6 370	13 712	6 675
	600	25 128	2 872	14 690	6 370	14 165	6 445
	700	25 272	2 728	14 690	6 370	14 615	6 445
	800	25 423	2 577	14 268	7 543	14 255	7 555
	900	25 742	2 258	20 564	7 436	14 212	7 599

Látható, hogy a geotermikus alapú távhőtermelés referencia esetben közel 7 PJ-ra növekszik, viszont ezzel szinte megközelíti a gazdaságosan kiaknázható potenciálját, hiszen még magas támogatás mellett sem képes ennél szignifikánsabb bővülésre. A biomassza esetében azonban azt láthatjuk, hogy míg támogatás nélkül mintegy 12,8 PJ hőenergiát tud gazdaságosan előállítani, addig 900 Ft/GJ-os támogatás esetén ez megnövekszik 20,5 PJ-ra. Bizonyos esetekben a geotermikus termelés csökken a támogatás növekedésével, ami annak köszönhető, hogy a biomassza alapú hőtermelés kiszorítja ezen energiaforrást, mivel azok évente magasabb kihasználtsággal képesek működni, mint a geotermikus kapacitások. Utóbbiak jellemzően nem tudják kielégíteni a csúcsfogyasztást, míg a biomassza kazánok igen - ahogy a pécsi távhőtermelés példája is mutatja. Ebből kifolyólag a magasabb éves kihasználtság, magasabb éves támogatási összeggel is jár.

Összességében elmondható, hogy a távhőszektorban a referencia esetben – amikor nem feltételezünk semmiféle támogatást - is jelentős megújuló elterjedéssel számolhatunk. Ennek azonban alapfeltétele, hogy a jelenlegi, kevésbé befektetőbarát szabályozás olyanná váljon, hogy hosszú távú üzleti tervet lehessen készíteni. Ennek biztosítása révén, illetve esetleges támogatási ösztönzők bevezetésével jelentősen növekedhet ezen szektorban a megújuló penetráció, akár a 28 PJ-ot is elérheti.

2.4.2. NAPKOLLEKTOR ÉS HŐSZIVATTYÚ

Ebben a fejezetben a napkollektorok és hőszivattyúk fajlagos költségét vizsgáljuk összevetve azzal az esettel, amikor egy épület hőigényét kizárólag gázfűtéssel elégítik ki. A fejezet második felében megbecsüljük azt is, 2030-ra milyen mértékű elterjedést várhatunk az egyes technológiáktól.

A teljes élettartamra vetített fajlagos termelési költség (LCOE) számítása a korábbi technológiáknál látható megközelítéshez hasonlóan a beruházási, üzemeltetési és karbantartási, valamint az üzemanyag költségek jelenértékéből adódott, összevetve a teljes élettartam alatt várható megtermelt hőenergiával. Így egy olyan általános MWh órára kalkulált értéket kapunk, ami által az egyes technológiák megterhelése összevethetővé válik.

2.4.2.1. SZAKIRODALMI ÉRTÉKEK AZ LCOE-RA VONATKOZÓAN

A nemzetközi szakirodalmi LCOE számítások nagyon tág intervallumokat határoznak meg, ezek földrajzi, időbeli vonatkozása, valamint a konkrét technikai specifikációk sokfélesége miatt nehezen értelmezhetőek a magyar helyzetre:

- IEA Renewables (2017)
 - Napkollektor: 16,8-218,4 €/MWh
 - Hőszivattyú: 50,4-142,8 €/MWh
- Lazard's LCOE analysis (2017)
 - Napkollektor tárolóval 2030: 82,3-152 €/MWh

Magyarországon a hőszivattyúk esetében mérnöki, épületgépészeti szakirodalom foglalkozik a kérdéssel, ezek a szerzők az általunk később bemutatott eredményeknél jelentősen alacsonyabb értékeket becsültek:

26. TÁBLÁZAT: HAZAI SZAKIRODALMI LCOE ÉRTÉKEK A HŐSZIVATTYÚRA VONATKOZÓAN, €/MWH

	Szondás hőszivattyú rendszer (fűtés, hűtés, HMV)	Egyedi zárt szondás, fűtés+HMV hőszivattyús rendszer		
		10 kW	15 kW	20 kW
Hőszivattyú	57,31	75,41	65,66	56,00
Gázkazán		78,50	69,56	63,91

Forrás: Komlós (2015); Fodor (2014b)

2.4.2.2. MEGTÉRÜLÉS SZÁMÍTÁSA

Az egyes technológiák teljesítményét, egyéb technikai adatait, illetve költségeit a ENERGINET és a Danish Energy Agency (2016) kézikönyve alapján vettük figyelembe. A kézikönyv mindenféle egyedi fűtőmegoldásra tartalmazza a számításainkhoz szükséges energiatechnológiai és pénzügyi adatokat:

- hőtermelési kapacitás
- teljes fűtésigénynek várhatóan hány %-át képes az adott technológia megtermelni
- teljes használati melegvíz (HMV) igénynek várhatóan hány %-át képes az adott technológia megtermelni
- villamosenergia-fogyasztás
- élettartam
- beruházási költségek
- üzemeltetési és karbantartási költségek (fix és változó)

- egyéb technológiaspecifikus adat.

A kézikönyvben közölt adatokat három ponton vizsgáltuk felül, illetve egészítettük ki:

- a napkollektorok esetében az egy négyzetméternyi felület által hasznosítható napenergia mennyiségét növeltük 500 kWh-ra szakirodalmi források alapján (Fodor, 2013; IEA, 2017b)
- a hőszivattyúk esetében kiemelkedően magas karbantartási és üzemeltetési költségeket jelölt meg a kézikönyv, a jelentősen alacsonyabb magyarországi munkaerőköltségek miatt ezeket az értékeket csökkentettük
- a gázkazánok esetében a kézikönyv nem jelzi a gáz egységköltségét, ezért ezt a MEKH adatai alapján a jelenlegi 31 €/MWh áron vettük figyelembe.

A továbbiakban minden számításunk családi házak egyedi fűtésrendszereire vonatkozik, meglévő, korszerűsített és újjépítésű kategóriákra, kivéve a hőszivattyúk esetét, ahol csak új házak esetében végeztük el a számítást, mivel a hőszivattyúk alkalmazása meglévő épületek fűtés-korszerűsítésénél nem jellemző. (Fodor, 2014a) A kézikönyv által használt referencia adatok az egyes kategóriákra az alábbi táblázatban találhatók.

27. TÁBLÁZAT: REFERENCIA KIINDULÓ ALAPADATOK

	Családi ház, meglévő épület	Családi ház, meglévő, energetikailag felújított épület	Családi ház, új épület
Méret m ²	140	140	150
Éves hőenergiafogyasztás, MWh	16,8	8,4	6,0

Ezekre a paraméterekre kalkuláltuk a napelemek, négyféle hőszivattyú, valamint a gázkazánok megtérülését, ebből fakadóan pedig a megújuló technológiák elterjedéséhez szükséges támogatási igényt. Az LCOE számítását jelenlegi árakon végezzük, a MEKH által alkalmazott WACC módszertan aktualizált értékének alkalmazásával.

A hőszivattyúk négy fajtája közül a levegő-víz és föld technológiái képesek a teljes fűtés és HMV igényt ellátni, másik kettőnél fűtésrészegítés szükséges, ezekben az esetekben a kiegészítő fűtő technológia (gázkazán) kiépítettségét feltételezzük. Ekkor a nem megújuló forrású hőtermelés ára a gáz egységárával egyenlő. A napkollektorok a HMV szükséglet 60-70%-át, a fűtés 5-10%-át fedezik, így csak bivalens rendszerben működhetnek, ekkor a kiegészítő fűtő technológia kiépítettségét itt is feltételezzük.

Számításunk eredménye a következő táblázatban látható. Minden esetre három értéket számoltunk ki, referencia WACC, illetve a WACC -/+2 százalékpontos változtatásával meghatározott érzékenységvizsgálat eredményeit mutatják.

**28. TÁBLÁZAT: A KÜLÖNBÖZŐ TECHNOLÓGIÁK LCOE ÉRTÉKEI ÉS SZÜKSÉGES
TÁMOGATÁSIGÉNYE, €/MWH**

Technológia	Épület	LCOE értéke, €/MWh			Támogatás-igénye, €/MWh		
		Alacsony WACC	Referencia WACC	Magas WACC	Alacsony WACC	Referencia WACC	Magas WACC
Hőszivattyú: levegő-levegő (3,5 kW)	Családi ház, új épület	59,94	64,97	70,24	28,94	33,97	39,24
Hőszivattyú: levegő-víz (4 kW)		114,61	128,95	144,18	-0,79	13,56	28,79
Hőszivattyú: föld (4 kW)		167,56	192,00	218,02	52,17	76,61	102,62
Hőszivattyú: ventiláció (3 kW)		47,36	51,61	56,09	16,36	20,61	25,09
Napkollektor (6 m ²)	Családi ház, meglévő épület	81,59	98,76	117,5	50,59	67,76	86,5
	Családi ház, meglévő, energetikailag felújított épület	110,51	132,76	157,03	79,51	101,76	126,03
	Családi ház, új épület	84,27	100,26	117,71	53,27	69,26	86,71
Gázkazán (10 kW)	Családi ház, meglévő épület	100,57			-	-	-
	Családi ház, meglévő, energetikailag felújított épület	100,57			-	-	-
	Családi ház, új épület	115,39			-	-	-

Az eredményeken látható, hogy a hőszivattyúk esetében a megtérülési szintek között többszörös eltérések lehetnek, ennek a jelentős különbségnek a legfőbb oka az egyes technológiák beruházási költségeinek változékonysága. Napkollektorok esetében felújított vagy új lakás esetében a beruházási költségek csökkennek, viszont az energiaigény is változik, ezért ugyanakkora kapacitás kiépítése eltérő megtérülést eredményez. Jelen esetben a felújított vagy új lakás kisebb energiaigénye mellett a 6 négyzetméteres napkollektor kapacitás valószínűleg csak kis kihasználtsággal tud üzemelni, ezért drágább.

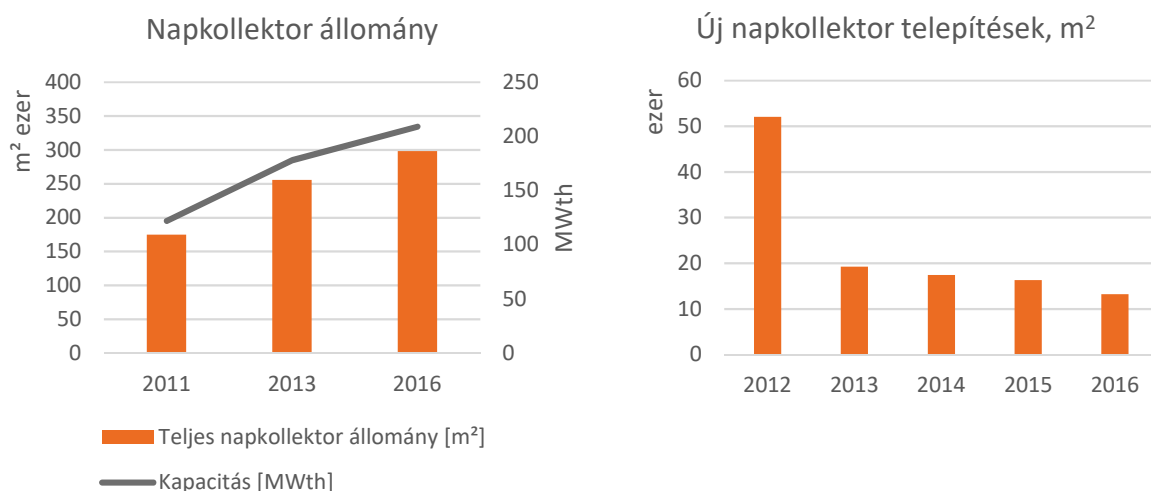
A támogatási igényeket minden esetben a gázkazán LCOE értékéhez hasonlítottuk, kivéve ott, ahol az adott megújuló technológia mellé kiegészítő gázkazánra van szükség. Utóbbi esetben az LCOE értékeket a gázzal vetettük össze, mivel ezekben az esetekben a gázkazán kiépítésére mindenképp szükség van, ezért annak költségét nem vesszük figyelembe.

2.4.2.3. ELTERJEDÉSI POTENCIÁL BECSLÉSE

Napkollektorok

A korábban bemutatott hőenergia-hányadot az alábbi ábrákon jelölt napkollektor állomány állítja elő. Látható, hogy egy lassuló, 15 ezer négyzetméter körüli éves bővülés a jellemző, kivéve a kiugró 2012-es évet.

7. ÁBRA: A HAZAI NAPKOLLEKTOR ÁLLOMÁNY ALAKULÁSA



Forrás: IEA (2013,2016,2018) Solar Heat Worldwide

2011. október és 2012. május között 2,97 Mrd Ft-os keretből támogatták a napkollektor telepítéseket a beruházás költségeinek 50%-ig, legfeljebb 800 ezer forintig, ennek eredményeként többszörösére bővültek a telepítések. Látható tehát, hogy a telepítések bővülése nagymértékben összefügg azzal, milyen támogatási programok vannak érvényben. A Magyar Napelem Napkollektor Szövetség egyik tanulmánya (MNNSZ, 2016) alapján a nagy támogatást megelőző időszakban a napkollektorok népszerűsége alapvetően csökkent, ez a támogatási időszak alatt sem javult mivel a hatalmas volumen miatt rengeteg volt a rosszul megtervezett és kivitelezett rendszer. Emellett azt érzékelik, hogy a technológia divatossága is egyre kevésbé eredményezi a napkollektorok terjedését.

Előbbi tapasztalatokból fakadóan a 2030-as napkollektor állomány becslése során nem számolunk organikus növekedéssel, ehelyett két scenáriót feltételezünk:

- 2016-2030-ig hátralevő évek fele támogatott (új telepítés: 50000 m²/év), fele támogatás nélküli (15000 m²/év)
- Nincs jelentősebb támogatási program (15000 m²/év)

A napkollektorokból nyerhető teljes hőenergia potenciált 64 PJ/év-re becsüli több szakirodalom is (Imre, L., Bohoczky, F., 2006; Munkácsy 2011, 2014), ebből a 2030-ra kiaknázható napkollektor potenciál a Hazai Dekarbonizációs Útiterv háttér tanulmánya (KMPL-REKK, 2012) szerint 9,68 PJ/év, Munkácsi (2011,2014) pedig 2,96 PJ/év értéket határoz meg.

Fenti növekedési scenáriók, a bemutatott állomány, valamint energiatermelési statisztikák alapján becslésünk eredményeit a következő táblázat szemlélteti. Ez alapján a támogatott scenárió esetében is csak 1,14 PJ hőenergiát termelnek 2030-ban napkollektorok, ami elmarad a fenti szerzők által becsült potenciáltól.

29. TÁBLÁZAT: A NAPKOLLEKTOROK BECSÜLT ELTERJEDÉSE TÁMOGATÁSSAL ÉS ANÉLKÜL

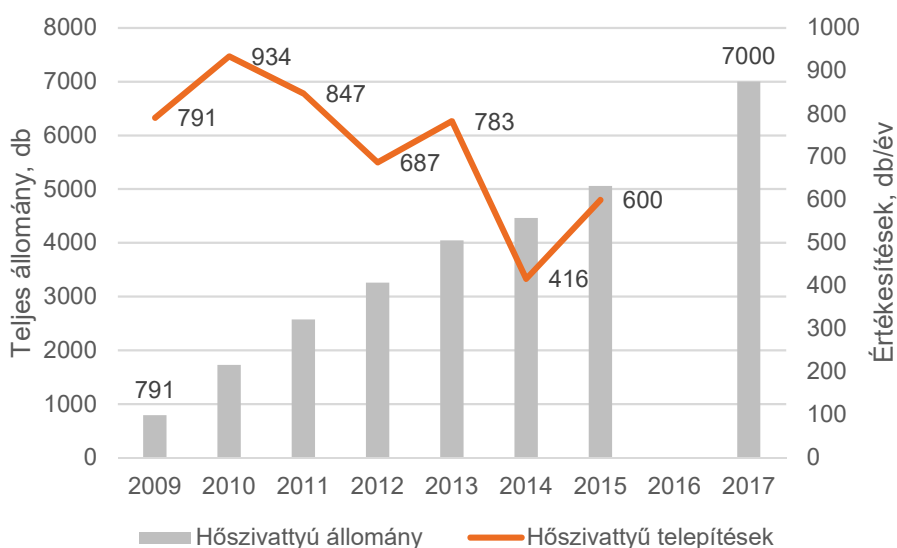
	Támogatott szená- rió	Támogatás nél- küli szenárió
Állomány, m2	753100	508100
Kapacitás, MWth	528	356
Hőtermelés, MW/év	315490	212919
Hőtermelés, PJ/év	1,14	0,77

Ebben a becslésben nem számoltunk a terjedés azon korlátaival, mint például, hogy a napkollektorok a szabad tetőfelületekért a napelemekkel versenyeznek. Jelen adottságai alapján az összes tetőfelület 25%-a alkalmas beépítésre (Pálfi, 2005), ezt a korlátot az idézett két potenciál becslés figyelembe vette, emellett becsültek jelentősen nagyobb elterjedési potenciált, így feltelezhetjük, hogy jelen eredményeket a tetőfelületek szűkössége nem befolyásolja.

2.4.2.4. HŐSZIVATTYÚ

Az alábbi ábrán látható a hőszivattyú állomány nagysága és éves alakulása. A hőszivattyú állomány lassan bővül, ennek okai a magas beruházási költségek és szakértői vélemények alapján a rendszertervezéshez és kivitelezéshez szükséges szakértelem hiánya.

8. ÁBRA: HŐSZIVATTYÚ ÁLLOMÁNY ÉS ÚJ TELEPÍTÉSEK, DB



Forrás: EHPA (2018)

Az ezzel a technológiával megtermelt megújuló hőenergia 2015-ben 0,22 PJ volt. (MEKH, 2017) Ehhez képest a Hazai Dekarbonizációs Útiterv háttér tanulmánya alapján (KMPL-REKK, 2012) a 2030-ban elérhető potenciál évi 7,43 PJ. Saját becslésünk során figyelembe vettük a fenti állomány és energiatermelési statisztikát, valamint, hogy szakértői adatok alapján a technológia fűtési hatékonysága 2030-ra átlagosan 40%-kal növekedhet (IRENA). Ezek mellett kétféle növekedési scenáriót feltételeztünk, az éves bővülés a historikus adatok átlagát veszi alapul (722), ami évente 5%-kal bővül alapesetben, és 15%-kal támogatások esetén. Eredményeinket

az alábbi táblázat szemlélteti, látható, hogy a támogatott, tehát erőteljesen növekedő esetben közel 2,5 PJ hőenergiát termel a technológia évente.

30. TÁBLÁZAT: A HŐSZIVATTYÚK BECSÜLT ELTERJEDÉSE TÁMOGATÁSSAL ÉS ANÉLKÜL

	Támogatás nél- küli scenárió	Támogatott scenárió
Állomány, db	21100	39801
Hőtermelés, PJ/év	1,28	2,42

Becsléseink realitását közelítve megvizsgáltuk, hogy 2010 óta átlagosan 11,4 ezer lakás épül évente (KSH, 2018), ha 2030-ban hasonló értéket feltételezünk, akkor az alapszenárióban a lakások 12%-ban fogja a fűtést hőszivattyú biztosítani, támogatott esetben ez az érték 44%.

2.4.3. BIOMETÁN ELŐÁLLÍTÁSI POTENCIÁL ÉS EGYSÉGGKÖLTSÉG BECSLÉSE

Bár jelenleg Magyarországon mindössze egyetlen helyen táplálnak biogázból származó biometánt a földgázhálózatba²⁵, érdemes megvizsgálni azt is, hogy milyen költségei lennének annak, ha a rendelkezésre álló biogáz potenciált biometán előállítására, és annak hálózatba táplálására használnák fel. Fontos megjegyezni, hogy az ebben a fejezetben elvégzett potenciálbecslés során feltételezzük, hogy a teljes biogáz potenciált biometán előállításra használják fel.

2.4.3.1. A BIOMETÁN POTENCIÁL MEGHATÁROZÁSA

A biometán potenciál meghatározásakor a korábban bemutatott villamosenergia-termelési potenciálbecslésből indultunk ki, amelyből 38%-os hatásfokot feltételezve kaptuk a 31. táblázatban szereplő mennyiségeket (TJ-ban kifejezve). Mivel a fajlagos költségek jelentősen csökkennek az üzemméret növekedésével, ezért két különböző üzemméretre bontottuk a potenciált (a jelenlegi üzemméretek, illetve a potenciális telephelyek mérete alapján), és két tipikus üzemméretre határoztuk meg a fajlagos költségeket (80m³/óra és 200 m³/óra kapacitást feltételezve).

31. TÁBLÁZAT: BIOMETÁN POTENCIÁL ALAPANYAG SZERINTI BONTÁSBAN, TJ

	Kicsi (80m ³ /óra kapacitás)	Nagy (200 m ³ /óra kapacitás)
Depónia	569	1090
Szennyvíz	399	1730
Mezőgazdasági	305	12873

A biogáz tisztításának és a hálózatba táplálásának fajlagos költségeit szakirodalmi adatokat felhasználva határoztuk meg. Ezt mutatjuk be a következő alfejezetben.

²⁵ A kaposvári Magyar Cukor Zrt. 2015 decembere óta táplál biometánt a magyar földgázhálózatba.

2.4.3.2. BIOGÁZ TISZTÍTÁSA ÉS A BIOMETÁN FÖLDGÁZHÁLÓZATBA TÖRTÉNŐ BETÁPLÁLÁSA

A biogáz összetételét tekintve 60% metánból, 40% szén-dioxidból és kisebb mennyiségben egyéb komponensekből (víz, kén, nitrogén, hidrogén, oxigén és egyéb anyagok) áll. Biometán előállításakor a biogázt tisztítják oly módon, hogy a metántartalom kivételével a többi komponens kivonják különböző rendelkezésre álló fejlett technológiák segítségével. (TUW, 2012)

Az így keletkező biometán fűtőértéke általánosan alacsonyabb a földgázhálózatban áramló gáz fűtőértékénél, így azt fokozni kell cseppfolyósított gáz (LPG) hozzáadásával. A felfokozott fűtőértékű biometánt nyomásszabályozás után lehet a földgázhálózatba betáplálni, vagy cseppfolyósított állapotban az LNG-t hasznosító gépjárművekben felhasználni.

Biogáz tisztításának költsége

Biogáz tisztításához – a metán és szén-dioxid komponensek szétválasztásához – jelenleg a következő kiforrott technológiákat alkalmazzák: vizes mosás, nyomásváltásos adszorpció, genoszorb mosás, vegyszeres abszorpció és membránszeparáció. (Kovács et al., 2009) A kén és egyéb, a biogázban kisebb mennyiségben előforduló komponensek eltávolítása ezen tisztításra használt berendezésekben vagy másik, erre külön alkalmazott rendszerekben is megtörténhet. (TUW, 2012)

A hazai biogáz erőművek biogáz-tisztító rendszerének költségoldali elemzéséhez nagyban támaszkodtunk (IRENA, 2018) és (Bauer et al., 2013) tanulmányokra. A hazai biometánt előállító üzemek – nemzetközi viszonylatban – kisebb (átlagosan 200 m³/óra biogáz felhasználás alatti) kapacitással rendelkeznek. Ennek alapján a teljes élettartamra vetített fajlagos költségadatokat is ezen intervallumon belül kerültek meghatározásra, egy kisebb (80 m³/óra biogáz felhasználási) és egy nagyobb (200 m³/óra biogáz felhasználási) kapacitást feltételezve. A méretgazdaságosság elve a biogáz tisztító üzemek esetében is érvényes, míg a kisebb (általunk is figyelembe vett) kapacitású rendszereknél a teljes élettartamra vetített fajlagos költségek (LCOE) az egyes fejlett technológiák esetében nem térnek el, így elemzésünket tekinthetjük technológiafüggetlennek. (IRENA, 2018; Bauer et al., 2013)

A teljes élettartamra vetített fajlagos költségek magukban foglalják a biogáz tisztításához szükséges beruházási és az üzemeltetési és fenntartási költségeket. A biogáz tisztításához kapcsolódó LCOE értékek a 80 m³/óra és 200 m³/óra biogáz felhasználási kapacitást feltételezve 0,43 és 0,17 USD/m³ metán (31. táblázat). A biogáz tisztítás LCOE értékét nagyobb mértékben a beruházási, kisebb mértékben az üzemeltetési és fenntartási költségek adják. (IRENA, 2018)

Biometán földgázhálózatba történő betáplálásának költségei

A biometán földgázhálózatba történő betáplálásának költségei két főbb csoportba sorolhatók: a betápláláshoz közvetlen kötődő beruházási és üzemeltetési és fenntartási költségek, valamint a földgázhálózat használatakor keletkező közvetett, a hálózat fenntartását és üzemelését célzó csatlakozási és üzemeltetési költségek. Az utóbbi csoportba sorolható költségeket a jelen tanulmány nem részletezi, mivel ezek megegyeznek a többi, nem biometánt előállító, földgáz-hálózatba betápláló erőművek csatlakozási és üzemeltetési költségeivel.

A biometán betáplálásának közvetlen költségei beruházási és üzemeltetési költségek szerint csoportosíthatók. A figyelembe vett biogázfelhasználási kapacitások tekintetében a teljes élettartamra vetített fajlagos betáplálási költségek nagyobb hányadát a beruházási költségek magyarázzák, melyek egyenesen arányosak a gázhálózat és a biometánt előállító erőmű közötti távolsággal, valamint a gázhálózatban átlagosan jelen lévő nyomás nagyságával²⁶. (IRENA, 2018) és (Bauer et al., 2013)

A biometán betáplálásának üzemeltetési és fenntartási költségeit a fűtőérték fokozási, hálózat csatlakozási, nyomásszabályozási és egyéb kezelési (pl. szagtalanítási) költségek adják, melyekből az első két költségnek adja a biometán betáplálásának üzemeltetési és fenntartási költségeinek 70-95%-át.

Összesítve elmondható, hogy a biometán földgázhálózatba történő betáplálási fajlagos költsége kisebb – 80 m³/h biogáz felhasználási kapacitású – erőműnél 0,59 USD/m³ metán, míg a nagyobb – 200 m³/h biogáz felhasználási kapacitású – rendszereknél 0,24 USD/m³ metán értéket vesz fel.

Így a biogáz tisztításának és a biometán földgázhálózatba történő betáplálásának összesített, a teljes élettartamra jutó fajlagos költsége 1,02 és 0,41 USD/m³ metán (32. táblázat). (IRENA, 2018)

32. TÁBLÁZAT: A BIOGÁZ TISZTÍTÁSÁNAK ÉS A BIOMETÁN FÖLDGÁZHÁLÓZATBA TÖRTÉNŐ BETÁPLÁLÁSÁNAK TELJES ÉLETTARTAMRA VETÍTETT FAJLAGOS KÖLTSÉGE (USD/M³ CH₄)

	80 m ³ /h biogáz felhasználási kapacitást feltételezve	200 m ³ /h biogáz felhasználási kapacitást feltételezve
Biogáz tisztítás költsége (USD/ m ³ CH ₄)	0,43	0,17
Biometán földgázhálózatba történő betáplálás költsége (USD/ m ³ CH ₄)	0,59	0,24
Teljes költség (USD/ m ³ CH ₄)	1,02	0,41

A 32. táblázatban szereplő értékeket hozzáadva a biogáz előállítási költségeihez kapjuk meg alapanyagonként az előállítás egységköltségét, illetve a támogatási igényt, amelyet az alábbi táblázat foglal össze.

²⁶ A nagyobb távolság (>10 km) lefedése szignifikánsan növelheti a biometán betáplálás LCOE értékét, hasonlóan a növekvő nyomásszabályozási beruházási költségekhez.

33. TÁBLÁZAT: A BIOMETÁN ELŐÁLLÍTÁSÁNAK EGYSÉGGKÖLTSÉGE ÉS TÁMOGATÁSI IGÉNYE

	Egységköltség	Támogatási igény
	€/MWh	€/MWh
Depónia kicsi	103	78
Depónia nagy	41	16
Szennyvíz kicsi	127	102
Szennyvíz nagy	51	26
Mezőgazdaság kicsi	135	110
Mezőgazdaság nagy	54	29

2.5. KÖZLEKEDÉSI SZEKTOR

2.5.1. BIOÜZEMANYAGOK VÁRHATÓ KÖLTSÉGE ÉS FELHASZNÁLÁSA 2030-BAN

2.5.1.1. A BIOÜZEMANYAGOKRA VONATKOZÓ EU SZABÁLYOZÁS

A bioüzemanyagok felhasználásának legfontosabb mozgatóerejét jelenleg az EU megújulóenergia céljai jelentik, melyek alapján a közlekedési szektorban 2020-ra 10%-os minimum végfelhasználói megújulóenergia-arányt kell teljesíteni. A 2020-as célokra vonatkozó szabályokat a megújuló irányelv²⁷, az üzemanyagok minőségére vonatkozó irányelv²⁸ és az ezeket módosító ILUC irányelv²⁹ fektetik le. A hagyományos, első generációs üzemanyagok maximum 7%-kal járulhatnak hozzá a teljesítéshez, és az üzemanyag-mix üvegházhatású gáz (ÜHG) intenzitásának 6%-kal kell csökkennie az egyes tagállamokban. A fejlett bioüzemanyagokra vonatkozóan 0,5%-os, nem kötelező cél van érvényben 2020-ra.

A 2020 utáni időszakra vonatkozó új szabályokról 2018 júniusában történt megállapodás, ezeket az új megújuló irányelv (RED II) tartalmazza majd részletesen. A megállapodás értelmében a 2030-as közlekedési cél 14%. Ezen belül az első generációs üzemanyagokat a 2020-as (+1%) nemzeti szinten maximálják, de legfeljebb 7%-ig részesedhetnek a közlekedési energiafelhasználásból. A fejlett bioüzemanyagok térnyerésének támogatása érdekében azokra 2025-ig 1%-os, 2030-ig pedig a 3,5%-os célt szabnak meg.³⁰ Továbbra is érvényes lesz a fejlett üzemanyagok dupla beszámítási lehetősége, mind a 3,5, mind pedig a 14%-os teljesítésre vonatkozóan (RED IX. melléklet, A rész). A RED IX. mellékletének B részében felsorolt, használt sütőolajból és emberi fogyasztásra nem alkalmas állati zsiradékból készült üzemanyagok esetében 1,7%-os felső határ lesz érvényben, melyek fogyasztását szintén kétszeresen lehet elszámolni. Amennyiben egy tagállam a rendelkezésre álló nyersanyagok tükrében indokoltnak tartja, az

²⁷ RED, 2009/28/EC

²⁸ FQD, 2009/30/EC

²⁹ 2015/1513/EU

³⁰ https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU_Fuels_Policy_Update_20180719.pdf

utóbbi felső korlátot megnövelheti.³¹ A közlekedési villamosenergia-felhasználás közúti közlekedés esetén 4-szeres, vasúti közlekedés esetén 1,5-szeres értékkel vehető majd figyelembe.

A részletes szabályok elég jelentős mozgásteret hagynak a tagállamok számára saját céljaik megfogalmazása tekintetében, többek között pl. dönthetnek úgy, hogy az első generációs bioüzemanyag-felhasználási célt alacsonyabb szinten állapítják meg, és ezzel együtt a teljes közlekedési célérték is lecsökken. Így például, ha 0%-ban határozzák meg a hagyományos bioüzemanyagok részesedését, akkor a 2030-as cél 7%-ra csökken, amit viszont egyéb alternatív megújuló energiaforrások felhasználásával kell teljesíteni.³²

A következőkben áttekintjük az egyes megújuló üzemanyagok jövőbeli költségeit, és összehasonlítjuk azokat a hagyományos üzemanyagok költségével. A költségek áttekintése után tudunk arra vonatkozóan becslést adni, hogy 2030-ban körülbelül mekkora mennyiség felhasználása valószínű, és milyen mértékű támogatási igény léphet fel.

2.5.1.2. VÁRHATÓ BIOÜZEMANYAG KÖLTSÉGEK 2030-BAN

Ecorys (2017)³³ vizsgálta a bioüzemanyagok felhasználásának és jövőbeni árának alakulását a 2030-ig és 2050-ig tartó időszakban, 25 átalakítási technológia figyelembevételével. A kutatás komplex adatgyűjtésen és modellezésen alapult, melynek során együttesen vizsgálták a lehetséges (fenntartható forrásból származó) alapanyagok körét és jövőbeli potenciálját, a kínálati oldal technológiai összetételét és versenyhelyzetét, valamint a közlekedési szektor várható keresletét.³⁴ A modellezés a „HIGH” szcenárió esetén is – ami az iparágra nézve legoptimistább alapanyagellátottsági, kínálati és keresleti feltételezéseket foglalta magában – azt eredményezte, hogy az alternatív üzemanyagok még előreláthatólag 2050-ben sem lesznek képesek felvenni a versenyt a hagyományos fosszilis üzemanyagokkal, annak ellenére sem, hogy viszonylag magasabb, 110 EUR hordónkénti olajárat feltételeztek az időszak végére. Ezzel ellentétes kimenetel akkor lehetséges, ha a bioüzemanyagok adótartalom szempontjából eltérő elbírásban részesülnek.

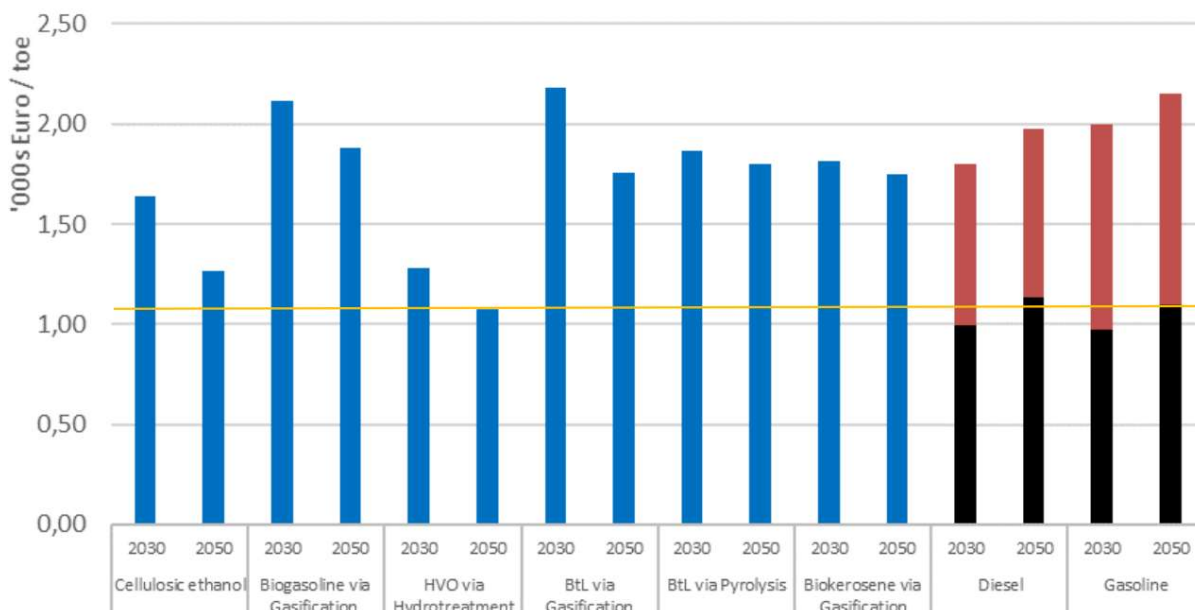
³¹ A RED IX. fejezetének A. részébe a fejlett technológiával előállított bioüzemanyagok, a B. részébe pedig a már bejáratott technológiával előállított, nem élelmezési célú bioüzemanyagok tartoznak.

³² Ua.

³³ Ecorys (2017) Research and Innovation perspective of the mid- and long-term Potential for Advanced Biofuels in Europe D3.1 Comparison of fuel options for transport up to 2030 and 2050, Study prepared for the EC Directorate-General for Research & Innovation

³⁴ A kutatás a CAPRI, EFISCEN, EFI-GMT feedstock modellek segítségével becsülte az elérhető alapanyagok mennyiségét és költségét, a bioüzemanyag-előállításra és a közlekedési rendszerek felhasználására vonatkozó számításokat pedig a PRIMES TREMOVE, PRIMES Biomass és GEM-E3 modellek segítségével végezte. Ecorys (2017, 154. és 156. o.)

9. ÁBRA: FEJLETT ÜZEMANYAGOK BECSÜLT ÁTLAGOS ELŐÁLLÍTÁSI KÖLTSÉGE 2030-BAN ÉS 2050-BEN (HIGH SZCENÁRIÓ)



Forrás: Ecorys (2017), 129. o. Magyarázat: HVO - hidrogénezett növényi olaj, BtL- cseppfolyósított biomassza. A piros oszlopok a fosszilis üzemanyagok jelenlegi átlagos adószintjét mutatják.

2.5.1.3. A 2030-AS FELHASZNÁLÁS VÁRHATÓ ÉRTÉKE

A legfrissebb elérhető adatok alapján a hazai bioüzemanyag-felhasználás 2016-ban 7 783 TJ volt, amelyből 4 978 TJ első generációs biodízel és bioetanol, 2 805 TJ pedig az Annex IX B kategóriába tartozó, használt sütőolajból készült biodízel volt. Fejlett üzemanyagot egyelőre nem használtak a hazai közlekedésben.³⁵

A közlekedésre vonatkozó uniós PRIMES modellezési eredmények alapján 2030-ban a közlekedési felhasználás várhatóan 182 224 TJ lesz.³⁶ A megújuló üzemanyagokra vonatkozó szabályozás és előállításuk költségei alapján a következőket feltételezzük:

- Az első generációs üzemanyagok arányának felső értéke a teljes energiafogyasztás 7%-a lehet. A hazai kötelező bekeverési arány 2019-re és 2020-ra 6,4%³⁷, ami a plusz egy százalékos bővítési lehetőség miatt elvileg megemlíthető 7%-ra. Ebben az esetben 12 756 TJ első generációs üzemanyagfelhasználását lehetne támogatni 2030-ban. Mivel azonban a szabályozás lehetőséget ad arra, hogy az első generációs üzemanyagok arányát akár 0-ra csökkentsék a tagállamok a teljes célérték 7%-ra redukálása mellett, érdemes a szükséges támogatási költséget az egyéb megújulóenergia technológiák támogatási költségével összevetni, és a rendelkezésre álló pénzforrásokat az olcsóbb alternatívák fejlesztésére fordítani, a közlekedésen kívüli szektorokban.

³⁵ Eurostat Shares adatbázis

³⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/content/energy-modelling-interactive-graphs>

³⁷ 2010. évi CXVII Törvény

- A második generációs üzemanyagok kötelező részaránya 2030-ban 3,5%. Mivel ezeknek az üzemanyagoknak a költsége 2030-ban várhatóan még erősen meghaladja a hagyományos üzemanyagokét, kötelező bekeverési arány, vagy egyéb támogatás (pl. adókedvezmény) révén lehet biztosítani a rájuk vonatkozó megújuló cél elérését. Tekintve, hogy a megújulóenergia-részarány hazai számítási módszertana kihasználja a duplikálás lehetőségét, a fogyasztás minimum 1,75%-át ezekből az üzemanyagokból kell fedezni 2030-ra, ami 3,1 PJ. Ha ezt az értéket – mint mindenképpen megvalósítandó célt – referenciának vesszük, ezen felül a mennyiségen felül elvileg lehetőség lenne még kb. 10%-os bekeverési arány megvalósítására a benzines járművek esetében. Ha konzervatív becslésként a 2030-ra feltételezett összefogyasztást, és a jelenlegi benzinfelhasználási arányt vesszük alapul (2016-ban 30,6%), a második generációs bioethanol felhasználása elvileg elérhetné az 5,57 PJ mennyiséget. A biodízel esetében viszont lehetőség van akár 100%-os használatra is, amely 104 PJ-os potenciált tenne lehetővé ezen energiaforrásból. Meg kell azonban jegyezni, hogy az Ecorys elemzésében a 2020-ra várhatóan kiépülő európai másodgenerációs bioüzemanyag-kapacitások mintegy 35 PJ felhasználást tesznek lehetővé, amely 2030-ra 879 PJ/évre növekszik. A számításaink során 30 PJ-os potenciállal kalkuláltunk, mint elérhető megújulóenergia-felhasználás.
- A használt sűrűolajból és élelmezési célra nem alkalmas állati zsiradékból készült üzemanyagok mennyiségét ugyan 1,7%-ban maximálja az irányelv, de ezt az arányt megnövelhetik a tagállamok, amennyiben az alapanyagok elérhetősége ezt lehetővé teszi. EC (2017) szerint Magyarország Lengyelországból is importál használt sűrűolajat (EC 2017, 33.o.)³⁸ Greenea (2016) felmérése és becslése szerint 29 000 tonna használt háztartási sűrűolaj áll rendelkezésre Magyarországon,³⁹ amiből 3-5% kerül begyűjtésre⁴⁰. Mint hulladékból előállított üzemanyagot, ezt a megújuló energiát is kétszeresen lehet beszámítani a teljesítésbe, ezért elvileg a fele mennyiséggel is teljesíthető a maximum érték. Mindazonáltal, mivel már 2016-ban is a közlekedési energiafelhasználás 1,58%-át adta a használt sűrűolajból gyártott biodízel, akár az 1,7%-ot is elérheti a fogyasztása. Ez 3098 TJ felhasználást jelentene 2030-ban.

2.5.1.4. A SZÜKSÉGES TÁMOGATÁS MÉRTÉKE

A fent részletezett üzemanyagok és a hagyományos, fosszilis üzemanyagok áaira vonatkozóan a következő táblázat szolgáltat információt:

³⁸ EC (2017) Building up the future cost of biofuel, DG for Mobility and Transport, 2017, <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13e27082-67a2-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF>

³⁹ Forrás: Greenea (2016) Analysis of the current development of household UCO collection systems in the EU, https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Greenea%20Report%20Household%20UCO%20Collection%20in%20the%20EU_ICCT_20160629.pdf

⁴⁰ Forrás: www.biofilter.hu

34. TÁBLÁZAT: HAGYOMÁNYOS ÉS BIOÜZEMANYAGOK 2030-RA BECSÜLT KÖLTSÉGE ÉS JELENLEGI PIACI ÁRA

	Becsült költségintervallum 2030-ra ⁴¹ , EUR/GJ	Piaci ár (EUR/GJ) ⁴² (FOB ARA)
Dízelolaj	16,25	14,47
Benzin	15,97	12,36
Biodízel		28,41***
Bioetanol		23,36
Cellulóz alapú etanol	38,33* 24,34 – 31,69**	
Sütőolaj alapú biodízel (UCOME)		19,61

*Forrás: * E4tech (2017), **Ecorys(2017), FOB ARA árak: www.cmegroup.com www.greena.com/en/market-analysis/, USD/EUR= 1.15, ***metilészter repceből (RME) Megjegyzés: A 2030-as benzin és dízel árakat IEA ETP 2017 által előrejelzett nyersolajár alapján becsültük.*

A fenti táblázatban szereplő jelenlegi tőzsdei árak mellett a jövőbeli árakat és költségeket szerepeltettük. A 2030-as dízel és benzinárakat az IEA ETP (2017)⁴³ tanulmányban szereplő, 2DS forgatókönyv alapján előrevetített nyersolajár (85 USD/hordó) alapján becsültük, a dízel esetében 17%-os, a benzin esetében 15%-os felár (crack spread) feltételezésével, amit az OECD (2018) energiaárakra vonatkozó statisztikái alapján határoztunk meg.⁴⁴ Az árak és költségek ismeretében a következő feltételezéseket tesszük a támogatási igényre vonatkozóan:

- Az első generációs biodízel és bioetanol-gyártás kiforrott technológiának tekinthető, és mivel a 2030-as időszak utáni EU szintű politikai elbírálásuk egyelőre kérdéses, nem várunk erőteljes termelési költségcsökkenést. A támogatás – a korábbi jövedéki adókedvezmények nagymértékű visszafogása miatt – jelenleg kötelező bekeverési arány alapján történik, amit a kevert üzemanyagok emelt költségeinek megfizetésével a fogyasztók állnak. Az általunk gyűjtött ár- és költségadatok alapján a biodízel 12,16, a bioetanol 7,36 EUR/GJ többletköltséggel állítható elő 2030-ban a fosszilis alternatívákhoz képest.
- A IX. melléklet B részében felsorolt üzemanyagtípusok közül a használt sütőolajból gyártott biodízel szintén bejáratott technológián alapszik. Bár drágább, mint a hagyományos gázolaj, a 2030-ra Ecorys (2017) által előre jelzett árak esetén kisebb mértékű, 3,36 EUR/GJ támogatás elegendő a fogyasztásának elősegítésére. Ezt az üzemanyagot minél nagyobb arányban érdemes alkalmazni, mivel az első generációs biodízelnél – az általunk ismert piaci árak

⁴¹ Ecorys (2017) és E4tech (2017) Ramp up of lignocellulosic ethanol in Europe to 2030, <http://www.e4tech.com/reports/ramp-lignocellulosic-ethanol-europe-2030/>

⁴² Források: FOB ARA ár, www.cmegroup.com (2018 nov futures), www.greena.com/en/market-analysis/ (2018.10.25).

⁴³ IEA (2017c) Energy Technology Perspectives, Retrieved from: <https://www.iea.org/etp/etpmodel/assumptions/>

⁴⁴ OECD (2018) Energy Prices and Taxes, Volume 2018 Issue 3

alapján - kedvezőbb költséggel állítható elő, miközben duplán számít a megújuló cél teljesítésébe.

- A IX. melléklet A pontjában felsorolt fejlett üzemanyagok kategóriájába számos fajta technológia és üzemanyag típus tartozik, melyek költségei jelentősen eltérhetnek, de Ecorys (2017) szerint még 2030-ban is átlagosan 50-60%-kal drágábbak lesznek, mint a hagyományos üzemanyagok. Ezért használatukat vagy kötelező bekeverési arány előírásával vagy egyéb fajta támogatás nyújtásával kell biztosítani. Cellulóz alapú bioetanol esetén ez a többletköltség kb. 23,36 EUR/GJ.

A táblázat nem tartalmaz adatot a biogáz fogyasztására vonatkozóan. Ennek egyik oka, hogy a megtermelt biogázt alkalmassá kell tenni közlekedési felhasználásra, megfelelő nyomására kompresszálni (CNG) vagy folyékony halmazállapotúvá alakítani (LNG), illetve biztosítani kell a megfelelő infrastruktúrát az alkalmazásához, ami szintén jelentős beruházást igényel. Ricardo (2016) rámutat, hogy jelentős biometán és biogáz potenciál van még kiaknázatlanul az EU-ban, aminek kihasználásával csökkenthető Európa gázfüggősége, de a közlekedési szektoron kívül jelentős kereslet mutatkozik mind a hő-, mind a villamosenergia-termelés oldaláról is⁴⁵. Emiatt a közlekedésben felhasználható biogáz igen korlátozott mennyiségű. Ezen kívül az EU támogatási politikája inkább az előbbi szektorok általi fogyasztást favorizálja, ezért a drágának tekinthető közlekedési felhasználás egyelőre nem vonzó a beruházók számára. IRENA (2017a)⁴⁶ alapján a GJ-kénti költség 14 EUR-tól egészen csaknem 100 EUR-ig is terjedhet, az alapanyagtól és a volumengazdaságosságtól függően.

Kivételnek tekinthető a nagyüzemi biomassza-hulladékból aránylag olcsóbban kinyerhető biogáz alkalmazása, többnyire CNG formájában, helyi közlekedés céljára, akár közvetlenül a termelési telephelyen található töltőállomások segítségével (pl. Zalaegerszegi CNG buszok üzemeltetése biometánnal). Ezt a lehetőséget érdemes kihasználni, és mivel ez esetben olcsóbban előállítható üzemanyagot hasznosítanak, közvetlen támogatási igény sem keletkezik. 2016-ban az Eurostat Shares adatbázisa szerint a hazai közlekedési biogáz-fogyasztás még nem volt érdemben mérhető.

2.5.2. AZ ELEKTROMOS JÁRMŰVEK VIZSGÁLATA

Az elektromos járművek részarányának növelése jelentősen hozzájárulhat a közlekedési emisszió csökkenéséhez – természetesen elsősorban abban az esetben, ha a járművek meghajtására szolgáló elektromos áram egyre növekvő mértékben karbonmentes forrásokból származik.

A Nemzeti Energiastratégia 2030 megfogalmazása szerint „a közlekedés olajfüggőségének csökkentését szolgálja az elektromos (közúti és vasúti)- és hidrogénhajtás (közúti) arányának 9%-ra... növelése 2030-ra”.

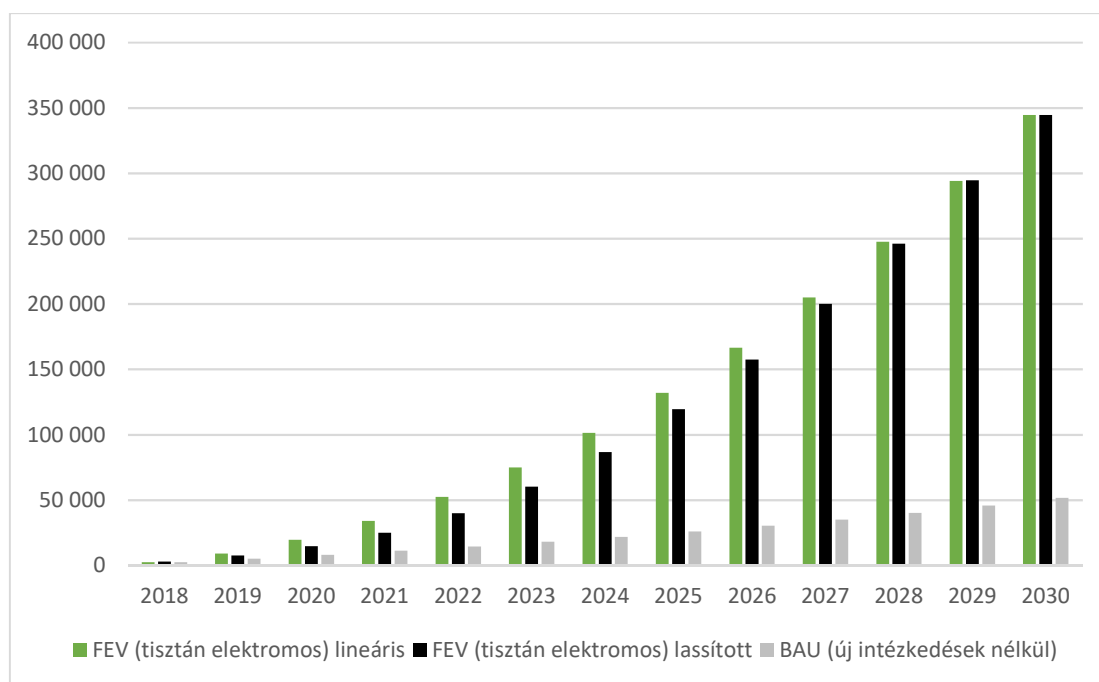
⁴⁵ Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector, Report for Transport and Environment, https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf

⁴⁶ IRENA (2018a) Biogas for road vehicles, technology brief, <http://www.irena.org/publications/2017/Mar/Biogas-for-road-vehicles-Technology-brief>

Amennyiben ezt a célt a személygépjárművek állományára vetítjük, úgy 2030-ra mintegy 350-400 ezer tisztán elektromos hajtású gépjárművel számolhatunk. Ezen járművek együttes villamosenergia fogyasztása megközelítheti az 1000 GWh éves mennyiséget.

A célok elérése érdekében szükséges felgyorsítani az elektromos járművek jelenlegi terjedésének ütemét. Elemzésünk két forgatókönyvet tartalmaz, egy lineáris és egy degresszív felfutást az elektromos járművek vonatkozásában. Az 10. ábra mutatja, hogy a jelenlegi felfutási ütem mellett csupán 50.000 tisztán elektromos jármű prognosztizálható 2030-ra szemben a 350.000 darabos céllal.

10. ÁBRA: TISZTÁN ELEKTROMOS (FEV) SZEMÉLYGÉPJÁRMŰVEK KUMULÁLT DARABSZÁMA ELTÉRŐ FELFUTÁSI ÜTEMEK MELLETT (2018-2030)



A célok eléréséhez az elektromos gépkocsieladásoknak fokozatos emelkedés mellett az időszak végére közel 30%-os részarányt kell elérniük az összes újonnan értékesített gépkocsiállományon belül.

2017-ben Magyarországon 116.265 új személygépkocsit helyeztek forgalomba⁴⁷. Ez a szám várakozásink szerint 2030-ra közel 180.000-re nőhet, amelyből mintegy 50.000 darab már tisztán elektromos meghajtású kell, hogy legyen. A jelenleg alkalmazott direkt és indirekt támogatások (beruházási kedvezmény, regisztrációs és súlyadó alóli mentesség, parkolási díjmentesség) együttesen is alig 2%-os részarányt eredményeznek a jelenlegi új gépkocsi beszerzéseken belül az elektromos gépjárművek számára. Az újautó-beszerzéseknél a vásárlói döntéseket számos tényező befolyásolja, melyek közül egyesek könnyebben, mások nehezebben vagy alig számszerűsíthetőek:

- 1) Direkt pénzügyi tényezők a vásárlás során: vételár, regisztrációs adó, ÁFA
- 2) Működési költségek: üzemanyagköltség, szervízköltség, éves adók (súlyadó)

⁴⁷ Forrás: Magyar Gépjárműimportőrök Egyesülete, datahouse.hu

- 3) Infrastruktúra: töltési infrastruktúra elérhetősége, töltési gyakoriság és időszükséglet
- 4) Nem pénzügyi jellemzők: társadalmi megítélés és elvárások, gyorsulás

A témában megjelent szakirodalmi publikációk alapján (Lévay et al., 2017, Mock & Yang, 2014) az elterjedés ütemét erősen meghatározzák a pénzügyi ösztönzők, különösen a közvetlenül, a beszerzés során realizálható előnyök. Kisebbségi hatása a vásárlási döntésekre az üzemeltetési előnyöknek, de ezek bizonyos vásárlói csoportokban jelentősek lehetnek. Bár nehezebben számszerűsíthetőek, de a társadalmi hatások illetve a megfelelő színvonalú infrastruktúra elérhetősége alapfeltétele annak, hogy a vásárlók egyre nagyobb hányadban vásároljanak elektromos meghajtású gépkocsit.

Elemzésünk kizárólag a közvetlen fiskális típusú ösztönzők hatását vizsgálja és nem ad számszerű becslést az egyéb lehetséges szakpolitikai intézkedések hatására, mint pl. a belsőégésű motorokkal szerelt járművekre vonatkozó forgalmi korlátozások vagy díjak (pl. dugódíj) vagy büntető jellegű adók bevezetése. Ugyancsak nem vizsgáljuk a megfelelő minőségben elérhető töltési infrastruktúra meglétét és ennek költségeit, ugyanis feltételezzük, hogy az infrastruktúra mindenképpen kiépül, akkor is, ha az e-autók száma nem éri el a NES-ben meghatározott célszámokat.

2.5.2.1. A JÁRMŰVEK BESZERZÉSI ÁRA

A közvetlen vásárlás során az elektromos gépkocsik vásárlói jelenleg jelentős felárral szembe-sülnek a hasonló kategóriába sorolható belsőégésű motoros járművekkel összehasonlítva. Öt, a hazai forgalmazóknál jelenleg is kapható elektromos járműtípus⁴⁸ adatainak elemzése alapján a hasonló kategóriájú hagyományos járművekkel összehasonlítva mintegy 5,6 millió Ft-os felárat mutatnak. A felár jelentős részben az akkumulátorok költségéből adódik, amely az új elektromos gépkocsi árának 35-50%-át teszi ki (Kochlan et al., 2014).

A jövőbeni támogatás szempontjából lényeges az innovációs potenciál meghatározása. Az elektromos járműveknél az akkumulátorok tekintetében 2030-ig mintegy 60%-os költségcsökkenéssel számoltunk (Kochlan et al., 2014). Egyéb járműtechnológia fejlesztéseknél abból indultunk ki, hogy az autóipar valamennyi szegmense képes hasonló innovációs teljesítményre, így a jelenlegi közvetlen árkülönbséget elsődlegesen az energiatárolás fajlagos költségének csökkenése mérsékelheti.

Feltételeztük, hogy az alapesetben a teljes időhorizonton belül fennmarad a jelenlegi maximum 1,5 millió forintos beruházási támogatás. Ugyancsak feltételeztük, hogy egyéb közvetlen kedvezmények (pl. kedvezményes ÁFA kulcs) nem kerülnek bevezetésre a vizsgált időszakban, valamint, hogy fennmarad az e-autók regisztrációs adó alóli mentessége.

2.5.2.2. ÜZEMELTETÉS, FOLYÓ KÖLTSÉGEK

Az üzemeltetési előnyök vizsgálata nehezebb, hiszen eltérő használati profil eltérő hasznokat és költségeket eredményezhet. A modellezés során „átlagos” járműhasználatot tételeztünk fel, amely évi 12000 km futással számol, havi 6000 Ft parkolási költséggel és átlagosan éves 50000 Ft megtakarítással a szervíz költségek tekintetében. Az üzemanyagfogyasztásból származó

⁴⁸ Nissan Leaf, Hyundai Ioniq Electric, VW E Golf, Renault Zoe 41 Kwh, Renault Zoe 22 Kwh

megtakarításokat az energiahordozók árai és a járművek fogyasztási adatai alapján számszerűsítettük. Az egyes működési elemekből származó éves megtakarításokat tőkésítettük, mely során egyszerűsítve 5 éves annuitással számoltunk. Az üzemeltetési előnyök és az akkumulátor technológia tekintetében várható innovációs teljesítmény miatt várakozásaink szerint 2030-ra eltűnhet a különbség a hagyományos és e-autók között teljes élettartamra jutó összesített költségek tekintetében, leszámítva a BAU forgatókönyvben szereplő egyszeri 1,5 millió forintos beszerzési támogatást.

2.5.2.3. KERESLETI RUGALMASSÁG

A vásárlói döntéseket számos tényező befolyásolja, de elmondható, hogy a közvetlen fiskális ösztönzők hatása meghatározó. Ugyanakkor megítélésünk szerint más – nem, vagy korlátozottan számszerűsíthető – elemek is befolyásolják a vevői döntéseket. A szükséges többlettámogatás meghatározása során igyekeztünk tekintettel lenni ezekre, így azt feltételeztük, hogy az árkülönbség hatása csökkenő mértékben befolyásolja vevői döntéseket, amennyiben a különbség nominálisan csökken az elektromos és a hagyományos gépjárművek között (a rugalmassági függvény csökkenő meredekségű). A keresleti függvény meredekségére vonatkozó elemzés jelentősen túlmutat a jelenlegi tanulmány lehetőségein, de ennek pontosítása az indokolt támogatás mértékének pontos meghatározása során szükséges lehet. Jelen elemzésünkben számos egyszerűsítéssel élünk, de azt feltételeztük, hogy az indokolt támogatásnövekmény minden esetben alatta marad az elektromos és a hagyományos gépkocsi teljes élettartamára számított különbségnek. Egyszerűsített rugalmassági modellünkben 1,5 millió forintos árkülönbség fölött a különbség 70%-a, míg fokozatos csökkenés mellett 500 ezer forintnál kisebb csökkenés esetén már csupán 30%-a szükséges ahhoz, hogy a vevők az elektromos gépjárművet válasszák.

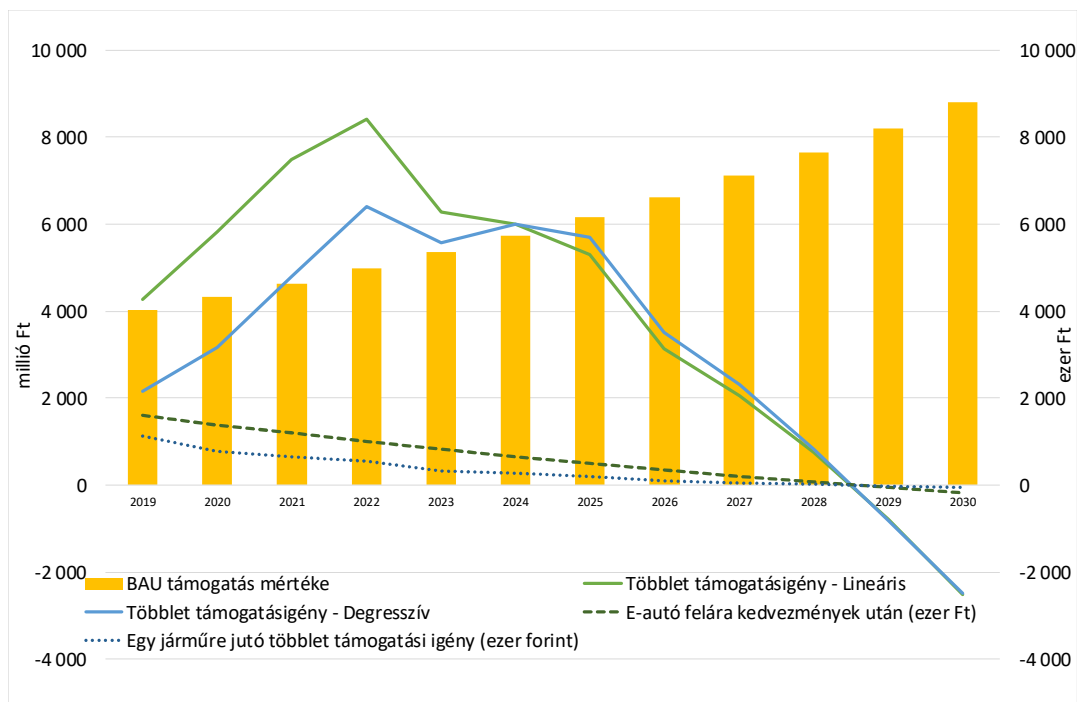
2.5.2.4. EREDMÉNYEK

A 11. ábra összefoglalja, hogy milyen mértékű többlettámogatás szükséges ahhoz, hogy a 2030-ra előírányzott célszámok elérhetővé váljanak. A szükséges többlettámogatás 2022-ben éri el maximumát, majd fokozatos csökkenésnek indul és 2028-tól már negatív tartományba megy át, ami azt jelenti, hogy ettől a dátumtól fogva válnak csökkenthetővé a BAU forgatókönyvben számszerűsített támogatások.

Az egy járműre jutó támogatási többlet mértéke fokozatosan csökken, 2019-ban 1.118 ezer forint és 2028-ban szűnik meg. A célszámok elérése érdekében ilyen mértékben lenne célszerű megemelni az új e-autók beszerzésénél alkalmazott támogatást.

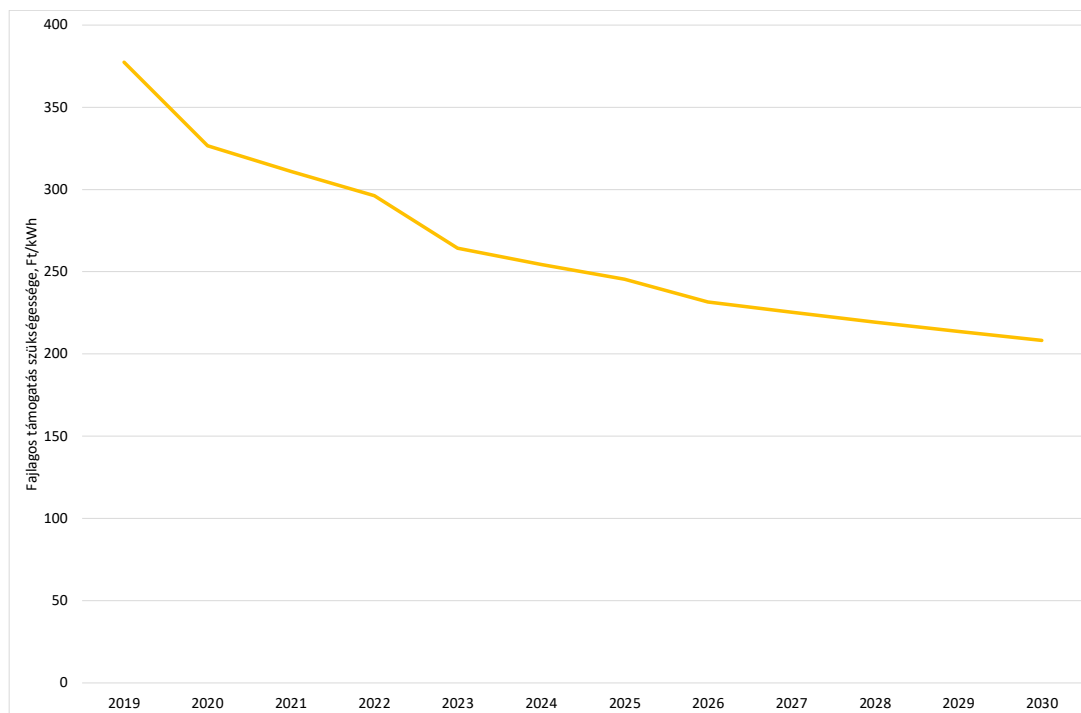
Az intézkedés eredményeként az e-autók emissziója az időszak végére mintegy 53-55 ezer tonnával csökkenhet.

11. ÁBRA: TÁMOGATÁSIGÉNY AZ ELEKTROMOS JÁRMŰVEK 2030-AS 9%-OS ARÁNYÁNAK ELÉRÉSE ÉRDEKÉBEN



Végül meghatároztuk azt is, hogy mekkora fajlagos támogatásszükséges – beleértve a mostani 1,5 millió forintos kedvezményt is –, hogy az elektromos autók versenyképesek legyenek. Az alábbi ábra mutatja, hogy a különböző években belépő e-autók esetében mekkorára rúg ezen fajlagos támogatásszükséglet. A számítás során 5 éves működési élettartamot feltételeztünk, a fentebb felvázolt költségtényezőket figyelembevéve.

**12. ÁBRA: FAJLAGOS TÁMOGATÁSSZÜKSÉGLETE AZ E-AUTÓKNAK, KÜLÖNBÖZŐ BELÉPÉSI
ÉVEKET FIGYELEMBEVÉVE**



Forrás: REKK becslés

3. A 2030-AS REFERENCIA MEGÚJULÓENERGIA-TERMELÉS MEGHATÁROZÁSA

Az előző fejezetben részletesen bemutattuk, hogy az egyes szektorokban mekkora támogatás szükséges adott penetráció eléréséhez. Ahogy bemutattuk, igen sok szegmens esetében mindenféle támogatás nélkül is várható a megújulók elterjedése. Az alábbi táblázatban összefoglalóan mutatjuk be, hogy abban az esetben, ha nincs semmiféle támogatás, akkor mekkora megújuló penetrációval számolhatunk. Ezt az esetet nevezzük a 2030-as referencia forgatókönyvnek. A táblázatban feltüntettük továbbá a legutolsó, 2016-os tényfelhasználási adatokat is.

35. TÁBLÁZAT: A 2016-OS TÉNY, ILLETVE A 2030-AS REFERENCIA MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS AZ EGYES SZEKTOROKBAN, TJ

			2016	2030	2016, részesedés
Hő	Egyedi hő	Szilárd biomassza	79 076	79 076	71.7%
		Geotermikus	2 116	2 116	1.9%
		Biogáz	557	557	0.5%
		Hőszivattyú	222	1 280	0.2%
		Napkollektor	468	766	0.4%
		Megújuló hulladék	123	123	0.1%
	Távhő	Geotermikus	2 700	6 932	2.4%
		Szilárd biomassza	5 172	12 830	4.7%
		Hulladék	505	505	0.5%
		Biogáz	165	165	0.1%
		Napkollektor	0	0	0.0%
	Biometán		0	0	0.0%
Áram	Víz	836	836	0.8%	
	PV	725	7 920	0.7%	
	Szilárd biomassza	5 374	0	4.9%	
	Biogáz	1 200	1 616	1.1%	
	Geotermia	0	79	0.0%	
	Megújuló hulladék	882	882	0.8%	
	Szél	2 393	2 393	2.2%	
Közlekedés	Bioüzemanyag	7 783	3 098	7.1%	
Összes			110 297	121 175	100%
Közlekedés - RES-E	Megújuló közúti	24	514	-	
	Megújuló vasút	1 129	1 129	-	
	Egyéb megújuló	11	11	-	

*: Zölddel jelöltük azon szektorokat, amelyeket részletesen vizsgáltunk, míg citromsárgával a részleteiben nem elemzett szektorokat

Forrás: SHARES és REKK számítás

A fenti értékekből látható, hogy abban az esetben, ha nincs semmiféle támogatás, a teljes megújulóenergia-termelés kismértékben növekszik, 110 PJ-ról, 121 PJ-ra. A duplikációk elkerülése végett - illetve az EU-s megújulóenergia-szabályozás alapján - a közlekedési szektor megújuló alapú villamosenergia-felhasználását nem szerepeltettük az összegben, hiszen azt a villamosenergia-szektor esetében már számításba vettük.

2016-ban a megújulóenergia-felhasználás több mint 70 %-át a szilárd biomassza egyedi hő-felhasználása adja, amelynek döntő hányada a háztartási tűzifafelhasználás. Mivel a szektort nem vizsgáltuk részletesen, ezért 2030-ban is a 2016-os fogyasztási értékkel kalkulálunk. Ugyanakkor ezen a ponton is felhívjuk a figyelmet arra, hogy ezen tényező kismértékű relatív változása is jelentős hatást gyakorolhat a megújulóenergia-arányra. Ráadásul pont ezen szektor esetében a mérésrel kapcsolatban is lehetnek módszertani változások, amelyek önmagukban képesek jelentősen megváltoztatni a szektor felhasználását, ami a teljes megújulóenergia-arányra mértékére is kihat.

A korábban bemutatott eredmények alapján a hőszivattyúk és a napkollektorok kismértékű elterjedésével számolunk a referencia esetben is, a két technológia teljes megújulóenergia-termelése mintegy 2 PJ-t tehet ki 2030-ban a referencia esetben. Ezeknél lényegesen nagyobb növekedési ütemmel kalkuláltunk a megújuló távhőtermelés esetében, a bemutatott modell-szimulációk alapján a 2016-os 7,8 PJ-ról 2030-ig 20 PJ-ra növekedhet a geotermikus és biomassza alapú távhőtermelés.

A napelemek kapcsán azzal a feltételezéssel élünk, hogy 2030-ra 2000 MW-nyi PV kapacitás épül ki, abban az esetben is, ha nincs további megújulóenergia-támogatás. Fontos leszögezni, hogy azzal a feltevéssel élünk, hogy a jelenleg engedélyt kapott erőművek KÁT támogatása megmarad. A szilárd biomassza esetében, ha nincs valamifajta támogatás (barna prémium, vagy egyéb működési támogatás), akkor a termelés megszűnik. A biogáz alapú termelés kismértékű növekedésével számolhatunk, hasonlóan a geotermikus áramtermeléshez, ahol a referencia esetben egyedül a Turai Erőmű termelését vesszük figyelembe. A szélerőművek termelésében nem várunk változást a 2016-os felhasználáshoz viszonyítva.

A bioüzemanyagok tekintetében azzal a feltételezéssel élünk, hogy az első generációs üzemanyag-felhasználás a referencia esetben nulla, hasonlóan a használt sűrűolajhoz, hiszen ezek támogatás nélkül (legyen az akár kötelező bekeverési arány, mint alkalmazott szabályozóeszköz) nem versenyképesek a hagyományos üzemanyagokkal. Habár ez igaz a második generációs üzemanyagokra is, ezekre vonatkozóan az EU-s szabályozás minimálisan 1,75 %-os részarány teljesítését írja elő 2030-ra. Ezért ezen energiaforrás esetében 1,75%-kal számoltunk, amely a számításaink alapján 3098 TJ-lal egyenértékű.

A teljesség kedvéért a fenti táblázatban feltüntettük a közlekedési szektorban felhasznált villamosenergia-felhasználás megújuló részarányának megfelelő energiamennyiséget is. Ugyanakkor ez a mennyiség nem kerül a végső megújuló célban elszámolásra, hiszen a megújuló áramtermelés számszerűsítése során egyszer már figyelembe vettük.

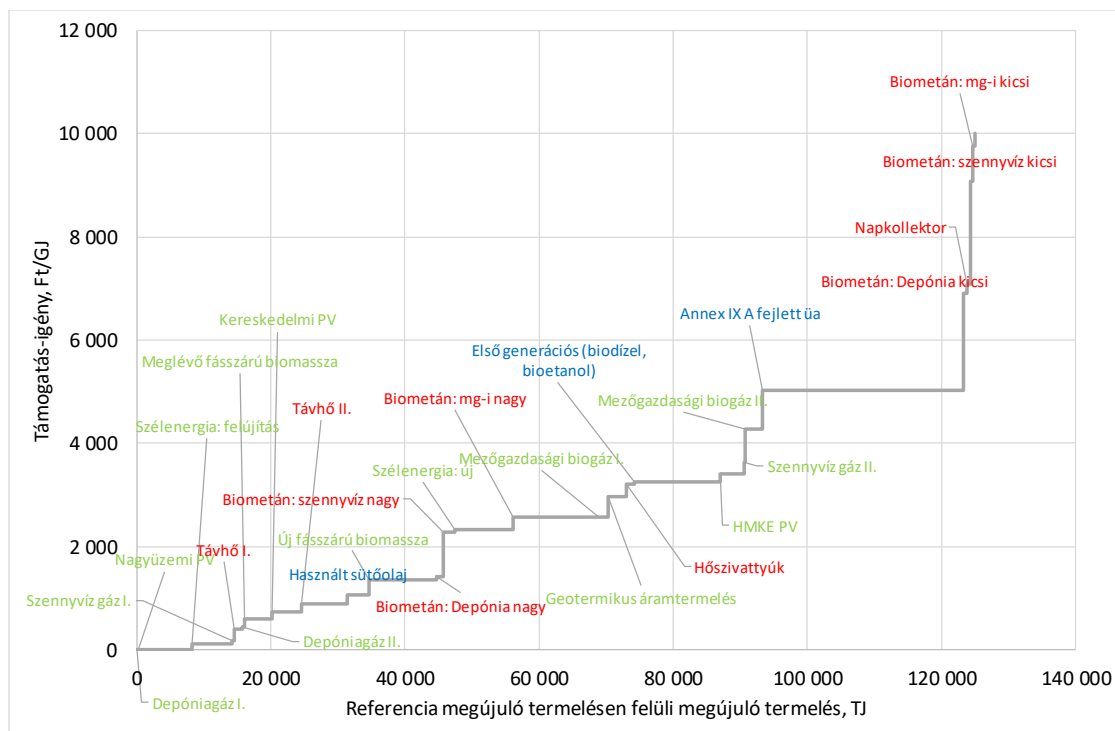
4. A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK KÖLTSÉGGÖRBÉJÉNEK MEGHATÁROZÁSA

Az előző fejezetekben részletesen bemutattuk, hogy az egyes szektorok esetén mekkora a referencia (támogatás nélküli) esetben a megújulóenergia-felhasználás, illetve különböző mértékű fajlagos támogatás esetén mekkora megújulóenergia-felhasználással lehet kalkulálni. A következőkben ezen információkat összesítjük. Először a megújuló energiaforrásokra vonatkozó költséggörbét vázoljuk fel, majd ezt követően számszerűsítjük, hogy különböző megújuló arányok eléréséhez milyen éves támogatási szint biztosítására van szükség.

4.1. A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK KÖLTSÉGGÖRBÉJE

A referencia értéken felüli megújuló termelés vizsgálata során először meghatározzuk a megújulók költséggörbéjét. Ezen görbéhez a fajlagos támogatási igény alapján sorbarendeztük a különböző megújuló technológiákat, és ebben a sorrendben ábrázoltuk a hozzájuk tartozó potenciált. Az így előállt görbét az alábbi ábra mutatja.

13. ÁBRA: A REFERENCIÁN TÚL A MEGÚJULÓ ENERGAFORRÁSOK PENETRÁCIÓJA KÜLÖNBÖZŐ TÁMOGATÁSI SZINTEK MELLETT⁴⁹



Forrás: REKK számítás

*A zöld szín az áramszektort, a piros a hőszektort, míg a kék a közlekedési szektort jelöli**A nyílak minden esetben az adott technológia „kezdetét” mutatják, azaz a tőle jobbra lévő szakasz jelöli az adott erőforrás potenciálját

A fenti ábrán látható, hogy a nagyüzemi PV, illetve a depóniaigáz I.-es⁵⁰ technológiák tekinthetők a legolcsóbbnak, amelyek 2030-ban már támogatás nélkül is rentábilisek. Ezen technológiákból együttesen 8,18 PJ addicionális megújulóenergia-termelés adódik. Szintén igen olcsó alternatíva a meglévő szélerőművek felújítása, amelyek referencia támogatási igénye 119 Ft/GJ, és a potenciáljuk is jelentősnek mondható (6 PJ). A hőszektorban a legolcsóbb megújulóenergia-termelési lehetőség a távhő, amely a valamelyest magasabb szintű támogatási igénye ellenére is az olcsóbb technológiák közé sorolható. Fontos azonban megjegyezni, hogy a hozzá tartozó potenciál csak akkor aknázható ki, ha a jelenlegi távhőárszabályozás befektetőbaráttá alakul át.

Szintén az alacsony támogatással bíró technológiák közé sorolható a szennyvízgáz és az új depóniaigázos erőművek működtetése. A jelenleg üzemelő biomassza alapú áramtermelés további támogatása szintén olcsó támogatásintenzitással bír, azonban szükséges itt is felhívni a figyelmet az erdészeti statisztikák ellentmondásaira. Ezen erőforrás támogatása esetén nagyon fontos a fenntarthatósági körülmények alapos vizsgálata, amit nem csak az erőművi és fűtőművi tűzifa-felhasználásra kell elvégezni, hanem a lakossági tűzifa-felhasználásra ki kell terjeszteni. A kereskedelmi méretű fotovoltaikus erőművek támogatási igénye 732 Ft/GJ, amely még

⁴⁹ A mellékletben táblázatos formában is bemutatjuk az egyes technológiák potenciálját, illetve a fajlagos támogatási igényét.

⁵⁰ A jelenlegi erőművi kihasználtságok növelése, ld. részletesen a biogáz fejezet leírásánál.

mindig relatíve alacsonynak mondható, és a potenciálja is jelentős. A közlekedési szektorban a legkisebb támogatási igénnyel a használt sűtőolaj felhasználása bír, ezért mindenképp érdekes ennek kiaknázása, habár a potenciálja meglehetősen limitált, becslésünk alapján kb. 3,2 PJ.

A biometán és a biogáz alapú áramtermelés ugyanazt az alapanyagot használja, ezért ezek egymást kizáró technológiák. Látható, hogy a biometán egyedül a nagyméretű mezőgazdasági létesítmények esetén adódik a biogázos áramtermelésnél olcsóbb alternatívának, ugyanakkor jelentős, közel 12 PJ-os potenciállal rendelkezik. Ráadásul a megújulóenergia-felhasználás arányának számítási módszertana alapján ha a keletkező biogázt erőműben égetjük el, akkor annak vesztesége nem számolható be a megújuló célokba, míg ha a gázhálózatba tápláljuk biometánként, akkor az energiatartalom teljes része figyelembe vehető. A geotermikus áramtermelés az egyik legdrágább áramtermelési alternatíva, fajlagos támogatásigénye 3000 Ft/GJ körül alakul, hasonlóan a háztartási méretű fotovoltaikus termeléshez, amely esetében 3417 Ft/GJ a támogatási szükséglet. Fontos megjegyezni, hogy ez utóbbi technológia esetében nem számoltunk a nettósításból és a hálózatra gyakorolt hatásokból adódó költségekkel és hasznokkal, tehát pusztán a beruházási és működtetési költségeket vetettük össze a nagykereskedelmi áram árával, mint a legjobb közelítés a támogatástartalom becslésére.

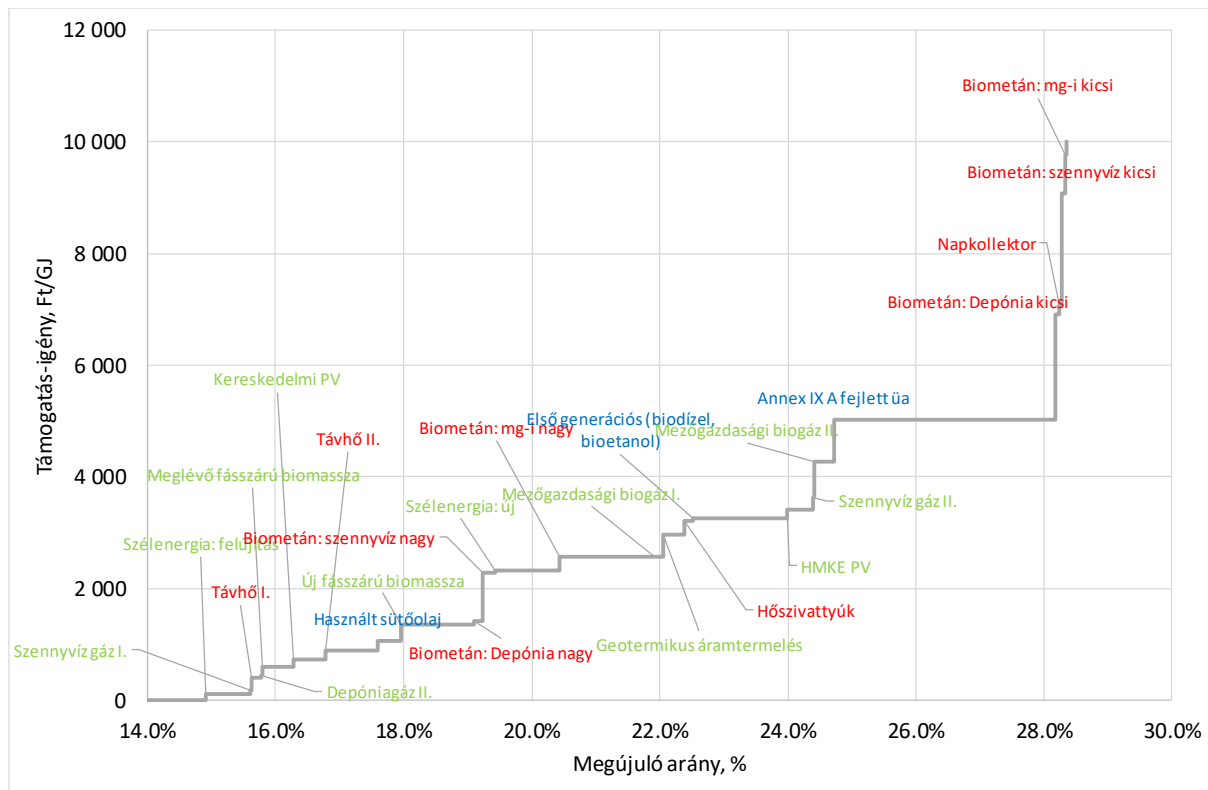
A hőszivattyú esetében viszonylag magas támogatásintenzitással kell számolni, amennyiben a potenciált ki akarjuk aknázni, ám napkollektor még ezt is túlszárnyalja, hiszen az összes megújuló energiaforrás közül az egyik legdrágábbnak adódik. Ez annak köszönhető, hogy ez nem képes kiváltani teljes mértékben a gázkazánok használatát, így a földgáz változó költségével versenyez.

Habár magas potenciált mutattunk ki, a másodgenerációs üzemanyagok a legdrágább megújulóenergia felhasználási lehetőségek közé tartoznak, a támogatásigényük GJ-ként meghaladja az 5000 forintot.

A következőkben a megújuló költséggörbét a megújuló arányhoz viszonyítjuk, és a költségeket a RES arány függvényében ábrázoljuk. Ez a megközelítés egyrészt közérthetőbbé teszi az eredmények értelmezését, másrészt pedig az uniós megújuló politika fókusza is a megújuló arány, nem pedig a megújulóenergia-termelés abszolút értéke. Ehhez szükséges egy előrejelzés a 2030-as bruttó végső energiafelhasználásra vonatkozóan. A jelen tanulmánynak nem része egy primerenergia-előrejelzés készítése, ezért ezen értéket a Századvég által az ITM részére készített projekcióból vesszük át. A rendelkezésre álló információk alapján a WEM (with existing measures) forgatókönyv esetében a bruttó végső energiafelhasználás – amelyhez a megújulóenergia-termelést kell viszonyítani – 867,825 PJ 2030-ban.

Míg az előzőekben a referencián felüli megújulóenergia-termelést ábrázoltuk, a következőkben feltételezzük, hogy a referencia esetből indítjuk a görbét. Korábban bemutattuk, hogy a referencia forgatókönyvben az elért megújulóenergia-felhasználás 121,175 PJ-t tesz ki, amely 14,0%-os megújuló aránnyal egyezik meg, elfogadva a Századvég által készített végső energiafelhasználás prognózist.

14. ÁBRA: A MEGÚJULÓ FELHASZNÁLÁS ARÁNYA KÜLÖNBÖZŐ TÁMOGATÁSI SZINT
MELLETT

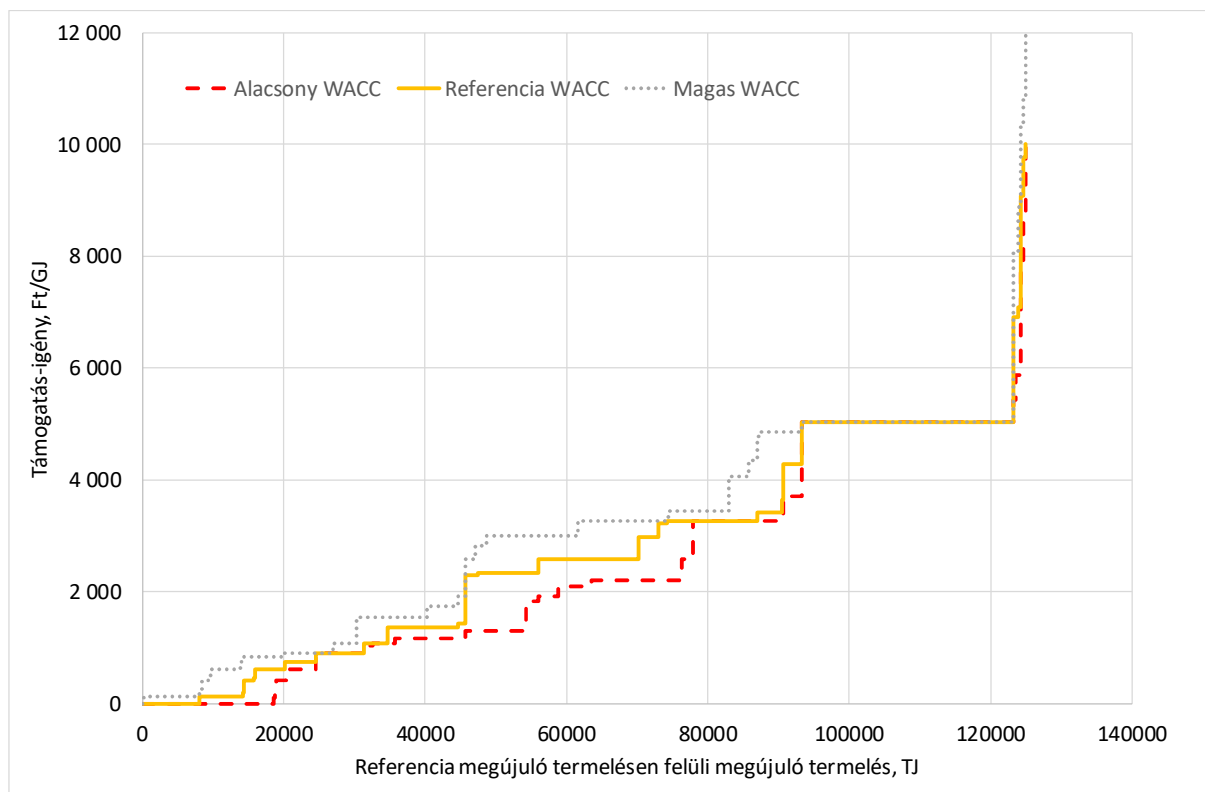


Az ábra alapján a teljes elérhető potenciál 28% körül alakul, ám ehhez már igen drága technológiák támogatására is szükség van. Ahhoz, hogy 20%-os megújulóenergia-felhasználást a költségek szempontjából a leghatékonyabban érhessük el, szükséges a megújuló távhőtermelő létesítmények, a kereskedelmi PV-k, a közlekedési szektorban a használt sűrűolaj alapú biodízel, a fászfűrű biomassza, illetve új szélerőművek támogatása is.

4.1.1. A SÚLYOZOTT ÁTLAGOS TŐKEKÖLTSÉG HATÁSA A MEGÚJULÓ KÖLTSÉGGÖRBÉRE

Számos szektor esetében bemutattuk, hogy mely tényezőkre érzékeny leginkább az LCOE értéke. A következőkben egységesen azt vizsgáljuk, hogy a referenciának tekintett WACC értékét +/-2% ponttal módosítva milyen eredményeket kapunk. Az így kialakult módosított megújulóenergia-költség-görbét mutatja az alábbi ábra.

15. ÁBRA: KÜLÖNBÖZŐ WACC ÉRTÉK ESETÉN A MEGÚJULÓK KÖLTSÉGGÖRBÉJE



Látható, hogy a WACC értékének változása a megújuló költséggörbe középső szakaszát – a 45-80 PJ közötti szakaszt – módosítja elsősorban. Fontos azt látni az ábrából, hogy a görbék nem párhuzamosan tolódnak el. Mivel a WACC értékéne máshogyan hat egy-egy technológia költségére, így a technológiák sorrendjére is hatással lehet.

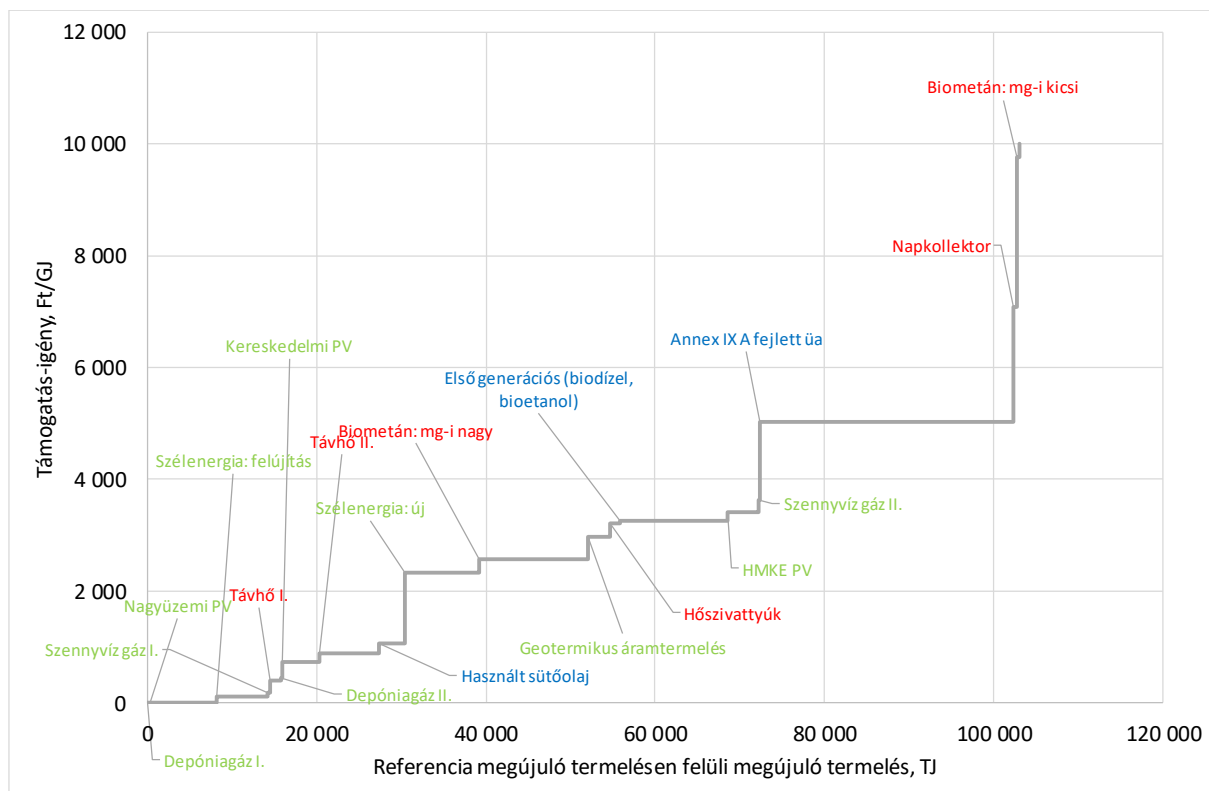
4.2. A MEGÚJULÓ ERŐFORRÁSOK MÓDOSÍTOTT KÖLTSÉGGÖRBÉJE

Az előzőekben bemutatott megújuló költséggörbén szükséges néhány változtatást végrehajtani, hogy a ténylegesen elérhető potenciált vizsgálhassuk:

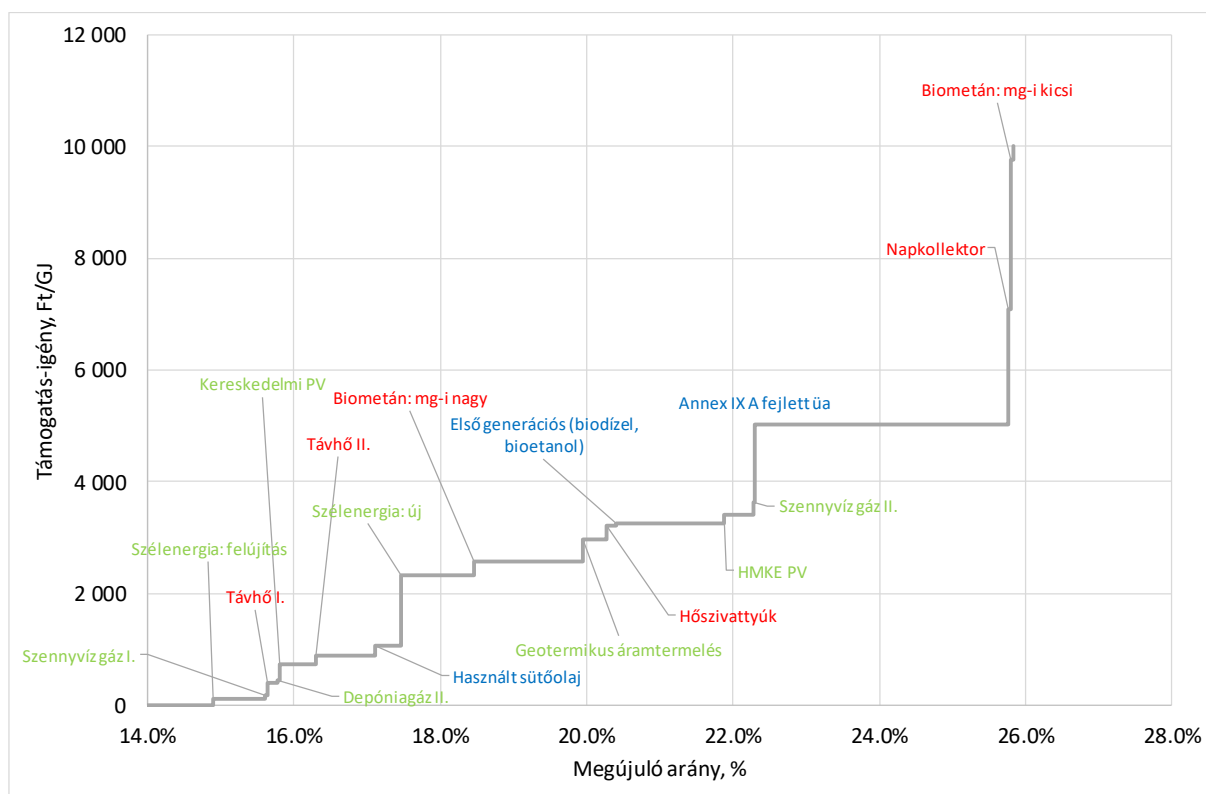
- A biometán, illetve a biogáz alapú áramtermelés ugyanazon nyersanyag bázison termel, ezért mindkettő szerepeltetése nem indokolt. Ezért minden szegmens esetében azt a technológiát vesszük figyelembe, amely olcsóbb fajlagos támogatásigénnyel bír.
- Jelen tanulmányban is rámutattunk arra, hogy a szilárd biomassza esetén a hivatalos statisztikákban kimutatott felhasználás bőven meghaladja a hivatalos kitermelési értékeket, így erősen kérdéses annak fenntartható módja. Ezért az elemzés során a fászszerű biomassza energetikai célú felhasználásának támogatását nem javasoljuk addig, amíg ez a kérdés megnyugtatóan nem kerül tisztázásra. Ezért a módosított megújuló-költség görbében nem szerepeltettük a technológiát.

Az alábbi két ábrán ábrázoltuk a megújulók költséggörbáját mind abszolút értékben (a referencián felüli megújuló termelést), mind pedig a megújuló arányt bemutatva (amely már figyelembe veszi a 2030-as referencia termelési szintet is).

16. ÁBRA: A MEGÚJULÓK MÓDOSÍTOTT PENETRÁCIÓJA KÜLÖNBÖZŐ TÁMOGATÁSI SZINT MELLETT



17. ÁBRA: A MEGÚJULÓK MÓDOSÍTOTT ARÁNYA KÜLÖNBÖZŐ TÁMOGATÁSI SZINT MELLETT



A fenti ábrákon látható, hogy az elérhető potenciál a referencián felül mintegy 100 PJ, amely összességében 26 %-os megújuló arányt tesz elérhetővé. Ennek költsége azonban jelentős lehet. A fajlagos költségek tekintetében a jelentős ugrást tapasztalhatunk a 17,5%-os megújuló aránynál, illetve a 22 %-os szint felett. Ezen értékek között is növekszik a fajlagos támogatás mértéke, de csak kismértékben. Ahhoz, hogy Magyarország egy 20 %-os megújuló célt tudjon elérni a legalacsonyabb költségek mellett, a következő technológiák támogatása szükséges:

- A depóniagázos áramtermelés egy része, illetve a nagyüzemi PV termelés számításaink szerint nem igényel extra támogatást
- Meglévő szélerőművek, illetve új létesítmények
- Megújuló távhőtermelés
- Használt sűtőolaj-felhasználás
- Kereskedelmi méretű PV
- Biometán

Ezen technológiák támogatásán túl szükséges az egyéb szabályozói akadályok, korlátok lebontása. Ennek részletes elemzése azonban nem része a kutatásunknak.

4.3. KÜLÖNBÖZŐ MEGÚJULÓ PENETRÁCIÓS SZINTEK ÉVES KÖLTSÉGE

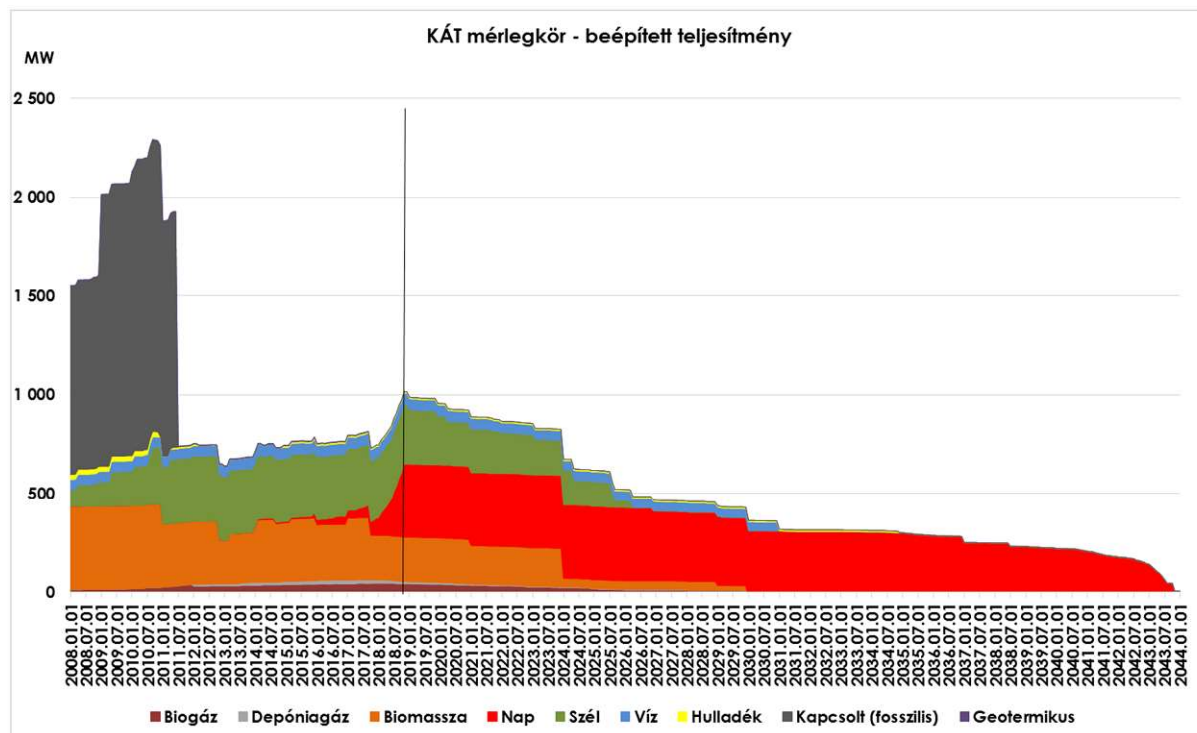
4.3.1. A REFERENCIA ESETBEN A TÁMOGATÁS MÉRTÉKÉNEK MEGHATÁROZÁSA

Annak érdekében, hogy számszerűsíthessük, hogy mekkora terhet jelent különböző megújulóenergia-felhasználási arányok elérése, fontos meghatározni, hogy a referenciában figyelembe vett megújuló termelők mekkora támogatás mellett üzemelnek 2030-ban.

Az elemzésünk alapján a referencia forgatókönyvben több olyan megújulótermelő-technológiát azonosítottunk, amelyek még 2030-ban is valamilyen támogatásban részesülhetnek. A közlekedési szektorban ezek közé tartozik a másodgenerációs bioüzemanyagok felhasználása, amelynek az uniós kötelezettségek miatt kötelezően el kell érnie a közlekedési szektor bruttó végső energiafelhasználásának 1,75%-át. Ez 3,1 PJ energiával egyenértékű, aminek a fajlagos támogatásigénye – ahogyan azt korábban bemutattuk – 5030 Ft/GJ. Így az összes éves támogatásigény 15,5 milliárd forintnak adódik, 2018-as reálárakon.

A hőszektorban a referencia termelés eléréséhez nem szükséges támogatás. A villamosenergia-szektor esetében a MAVIR által publikált KÁT mérlegkör várható beépített kapacitás-számításából indultunk ki. Az alábbi ábra összegzi, hogy a 2018 harmadik negyedévi állapot alapján a különböző típusú erőművek KÁT/Prémium engedélye mikor jár le. Látható, hogy 2030-ban a PV mellett a vízerőművi kapacitások, hulladékból termelt villamos energia, illetve geotermikus erőművek maradnak a támogatási rendszerben. A jelenleg KÁT támogatással bíró biomassza erőművek engedélye 2030-ig lejár.

18. ÁBRA: A KÁT MÉRLEGKÖR BEÉPÍTETT TELJESÍTMÉNYÉNEK ALAKULÁSA ÉS VÁRHATÓ KIFUTÁSA 2008-2044



Forrás: MAVIR, 2018

A három áramtermelési technológia esetében a következőképpen határoztuk meg a 2030-as támogatási igényt. Alapul vettük a 2018-ban érvényes átvételi árakat⁵¹, amelyeket évente 1 % ponttal csökkentettük. Habár a jogszabály alapján az átvételi árak az infláció, mínusz 1 % ponttal növekednek, de mivel az egész elemzést 2018-as reálárakon végezzük el, ezért az inflációval nem kell korrigálni. Ezt követően a 2030-as átvételi árakból levontuk a feltételezett hazai nagykereskedelmi árat (60 €/MWh), megkapva így a fajlagos támogatás mértékét. Végül ezt az értéket beszoroztuk a 2030-ban a referencia forgatókönyvben feltételezett termelési mennyiséggel.

A nagyméretű vízerőművek 2030-as kötelező átvételi ára alatta marad a feltételezett, 60 €/MWh-os nagykereskedelmi áram árának, így támogatásukra nincs szükség. A legmagasabb fajlagos támogatással a fotovoltaius kapacitások esetén számolhatunk, ami 2030-ban 8,9 Ft/kWh-ra rúg. Fontos megjegyezni, hogy a számítások egyszerűsítése végett azt feltételeztük, hogy a teljes, 2000 MW-os telepítendő kapacitás ezen fajlagos támogatási igénnyel rendelkezik. Ez részben leegyszerűsítés, hiszen a háztartási méretű PV-k esetében a fajlagos támogatás mértékét más módszerrel kellene meghatározni, a nettósítás intézményét kellene fajlagos támogatásra átváltani, ami azonban számos olyan módszertani kérdést felvet, melyek vizsgálata jelen tanulmány kereteit meghaladja, ezért egyszerűsített becslést alkalmazunk.

⁵¹ Forrás: A megújuló energiaforrásból vagy hulladékból nyert energiával termelt villamos energia, valamint a kapcsoltan termelt villamos energia kötelező átvételéről és átvételi áráról szóló 389/2007. (XII. 23.) Korm. rendelet

Az alábbi táblázat összefoglalja a számítás menetét, illetve a kapott eredményt. Látható, hogy a teljes támogatásigény 2030-ban 22 Mrd forintot tesz ki, amelynek döntő részét a fotovoltai-kus erőművek adják.

36. TÁBLÁZAT: AZ ÉVES TÁMOGATÁSI ÖSSZKÖLTSÉG MEGHATÁROZÁSA A REFERENCIA FORGATÓKÖNYVBEN FIGYELEMBE VETT ÁRAMTERMELŐ LÉTESÍTMÉNYEK ESETÉN, MRD FT

	Átvételi ár, Ft(2018)/kWh		Fajlagos támogatás mértéke, Ft/kWh	2030-ban figyelembe vett termelés, GWh	Éves támogatási összköltség, Mrd Ft
	2018	2030	2030	2030	2030
Geotermia	30.7	26.9	7.7	21.9	0.2
Víz (> 5MW)	17.9	15.7	0.0	58.1	0.0
Víz (<5MW)	30.7	26.9	7.7	174.2	1.3
PV	32.0	28.1	8.9	2200.0	19.5
Hulladék	26.1	22.9	3.7	245.0	0.9
Összesen				2699.2	22.0

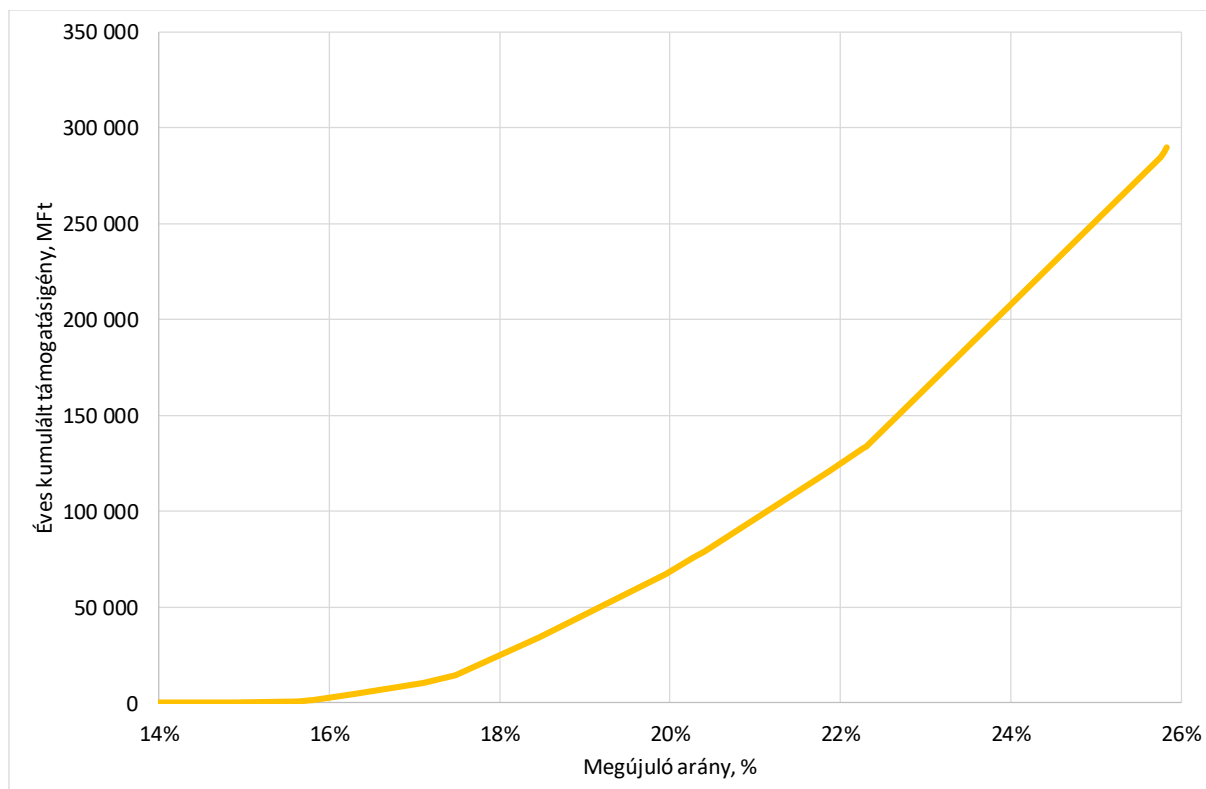
Forrás: REKK számítás

Összességében elmondható, hogy a referencia forgatókönyv esetében is jelentős mértékű éves fajlagos támogatásigénnyel kalkulálhatunk, összességében $22,0+19,5=41,5$ milliárd forint/évvel.

4.3.2. AZ ADDICIONÁLIS MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS KÖLTSÉGE

Az előzőekben bemutattuk, hogy a referencia esetben mekkora a támogatásigény, míg a következő ábra azt szemlélteti, hogy a referencián felüli addicionális megújuló penetráció mekkora éves támogatásigénnyel bír. Ezen számítás során a módosított megújuló-költség-görbét vettük alapul, vagyis nem számoltunk a biomassza-támogatással, illetve a biometán-biogáz esetén is kezeltük a duplikációt.

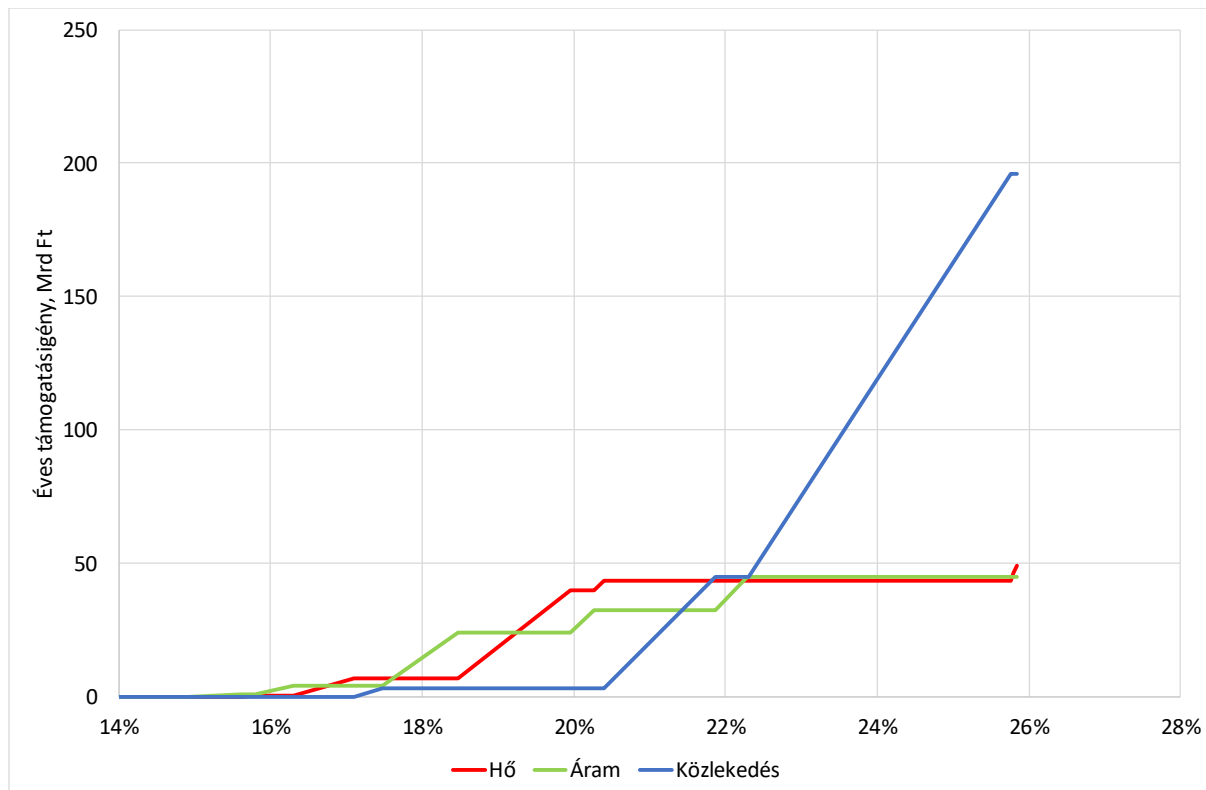
19. ÁBRA: AZ ADDICIONÁLIS MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS ÖSSZESÍTETT ÉVES KÖLTSÉGE



Látható, hogy 16 %-os megújuló penetrációig a támogatásigény minimális, majd azt követően kezd el növekedni. 20 %-os megújulóenergia-felhasználás esetén értéke eléri a 67 milliárd forintot, majd meredeken emelkedik. 24%-os részaránynál meghaladja az évi 200 milliárd forintot, 26 %-nál pedig már megközelíti a 300 milliárd forintot.

Fontos azt is látni, hogy a támogatásszükséglet mely szektorokban keletkezik. Ezt az alábbi ábra szemlélteti.

20. ÁBRA: AZ ADDICIONÁLIS MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS ÖSSZESÍTETT KÖLTSÉGE SEKTORÁLIS BONTÁSBAN

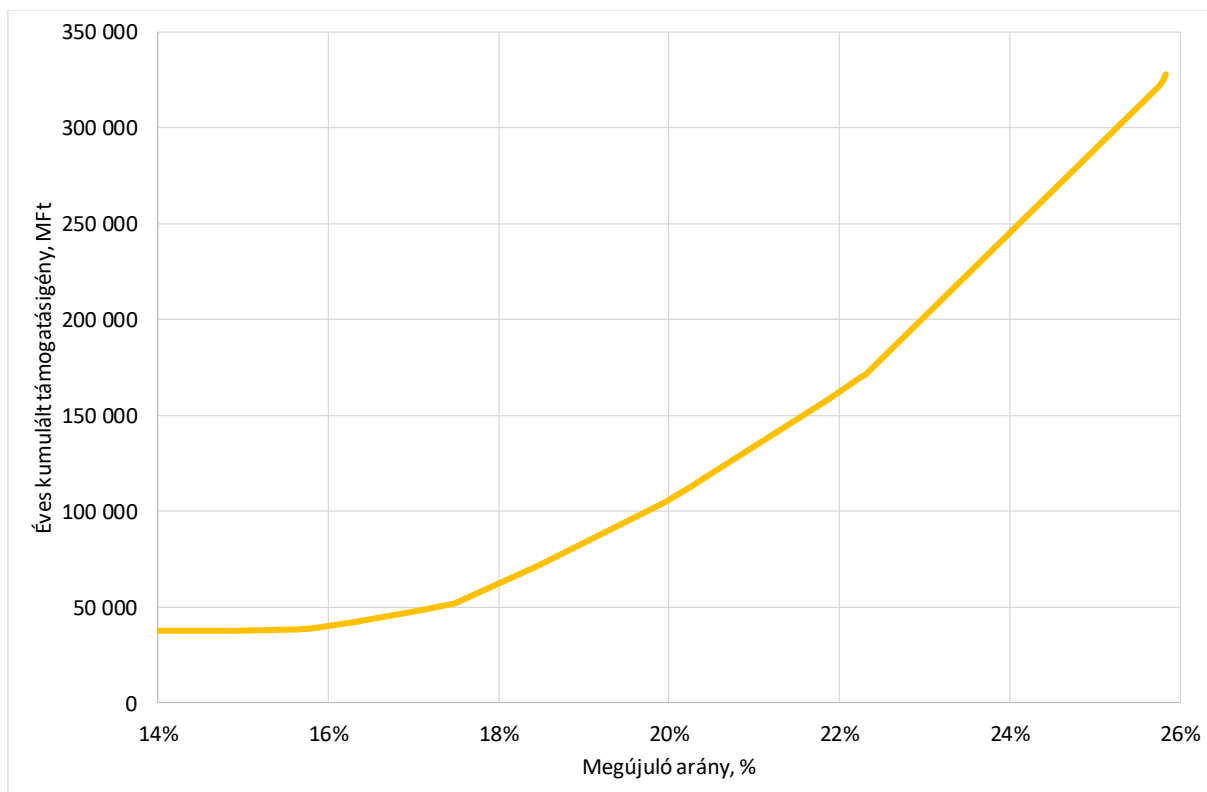


Látható, hogy 20 %-os részarányig a közlekedési szektorban minimális támogatásszükséglet keletkezik a referencián túli mennyiségeket tekintve, míg a hő- és áramszektor megközelítőleg fele-fele arányban kell, hogy részesüljön a hozzájárulásból. Amennyiben 22%-nál magasabb megújulópenetrációt szeretnénk elérni, akkor a támogatásigény jelentősen emelkedne a közlekedési szektorban, a másodgenerációs bioüzemanyagok támogatásának köszönhetően.

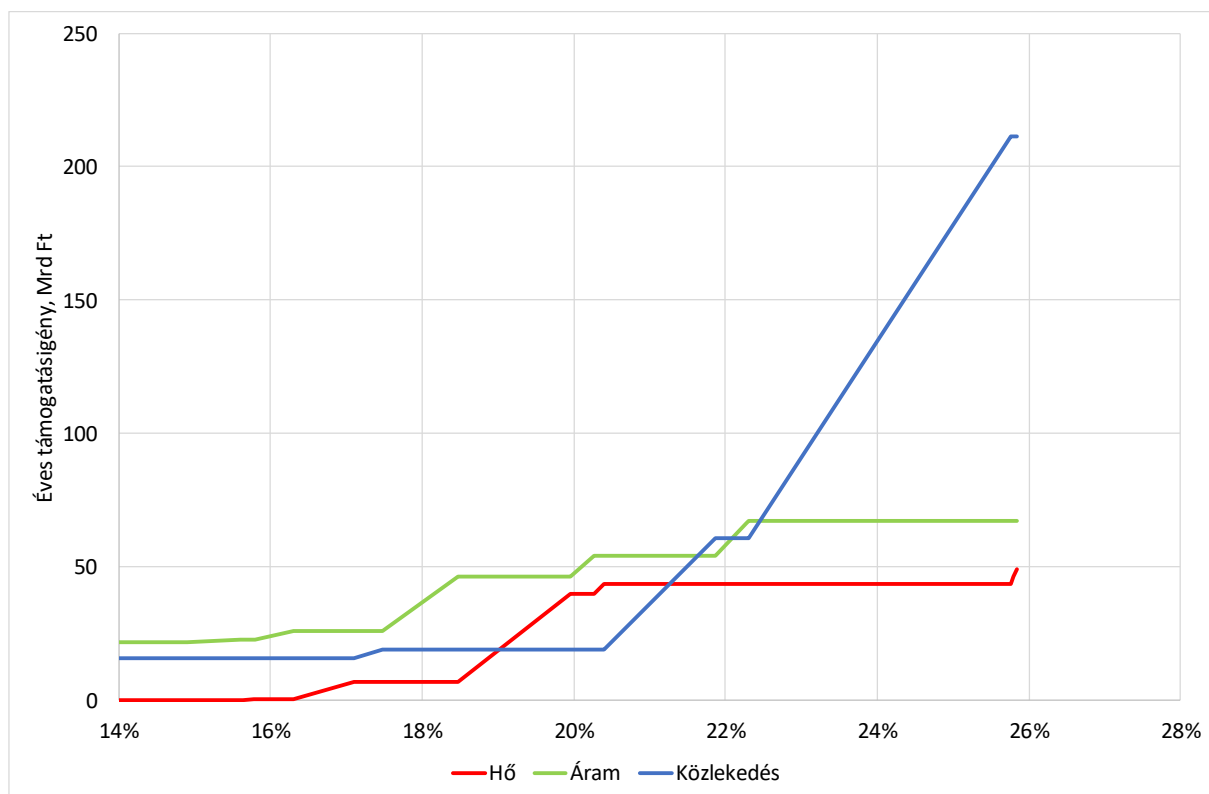
4.3.3. ÖSSZESÍTETT KÖLTSÉGEK ALAKULÁSA

Az alábbi két ábrán összefoglalóan bemutatjuk, hogy a referencia támogatásigényeket is figyelembe véve mekkora a teljes, illetve a szektorális támogatásszükséglete adott megújulóenergia-arány elérésének. Látható, hogy 20%-os megújulóarány esetében a teljes támogatásigény mintegy 100 milliárd forintot tesz ki évente. Ebből 19 milliárd forint a közlekedési szektorban, 40 milliárd a hőszektorban, míg 46 milliárd forint az áramszektorban keletkezik.

**21. ÁBRA: A MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS ÖSSZESÍTETT ÉVES KÖLTSÉGE, BELEÉRTVE
A REFERENCIA ÉS AZ ADDICIONÁLIS MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁST IS**



**22. ÁBRA: A MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁS ÖSSZESÍTETT ÉVES KÖLTSÉGE
SZÉKTORÁLIS BONTÁSBAN, BELEÉRTVE A REFERENCIA ÉS AZ ADDICIONÁLIS
MEGÚJULÓENERGIA-FELHASZNÁLÁST IS**



5. MAGYAR GÁZKERESLET HATÁSA A MAGYAR NAGYKERESKEDELMI GÁZÁRRA, 2030

A megújuló energiaforrások fokozottabb felhasználása csökkentheti a hazai földgázfelhasználást. Az elemzés során a REKK Európai Gázpiaci Modelljét (European Gas Market Model – EGMM) használjuk, és azt vizsgáljuk, hogy különböző fogyasztási forgatókönyvek esetében hogyan alakul a hazai nagykereskedelmi gázár. Így számszerűsíthető, hogy milyen pozitív externális hatással szembesülnek a megújulók elterjedésének következtében a gázfogyasztók.

A modell 35 ország gázinfrastruktúráját tartalmazza a szállítóvezetési határkeresztező kapacitások, a tárolók és az LNG terminálok szintjéig. A modell fő outputja, hogy országos szinten nagykereskedelmi árakat határoz meg. A modell részletes leírása a mellékletben megtalálható.

A modellezés során szimuláljuk, hogy különböző hazai fogyasztási pályák (50-150 TWh/év fogyasztási szint) mellett milyen nagykereskedelmi árak alakulnak ki hazánkban 2030-ban. A következőkben először ismertetjük a modell főbb inputadatait, majd ezt követően a kapott eredményeket mutatjuk be.

5.1. AZ EGMM FŐBB INPUTADATAI

A modell inputadatainak kiválasztásában a következő szempontok domináltak:

- Az inputok a lehető legnagyobb mértékben nyilvánosan elérhető és általánosan elfogadott adatforrásokra támaszkodjanak
- Az inputok a lehető legfrissebb előrejelzéseken alapuljanak
- Az inputok a REKK árampiaci modelljében használt feltételezésekkel összhangban legyenek

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja a modell fő inputparamétereit és azok forrásait.

37. TÁBLÁZAT: AZ EGMM MODELL FŐ INPUTFORRÁSAI

Input adat	Mértékegység	Forrás	Megjegyzés
Éves gázkereslet	TWh/év	PRIMES 2016 PECI 2018 minisztériumok	Az EU tagországokra + Svájc Az Energy Community tagországokra TR, AR,
Havi gázkereslet	Az éves %-ában megadva	Eurostat	Múltbeli adatok alapján 3 éves átlag
Kitermelés	TWh/év	PRIMES 2016 PECI 2018 NL Ministry for Economy and Climate	Az EU tagországokra + Svájc Az Energy Community országokra Hollandiára korrigálva 2018 októberi előrejelzések alapján
Csővezetékes kapacitás	GWh/nap	ENTSOG kapacitás-térképe (2017 július)	A jövőbeli projekttere ENTSOG TYNDP 2017 és 2018
Határkeresztesítő tarifák	€/MWh	REKK számítás; a szabályozó hatóságok publikált tarifái alapján (2018)	A jövőbeli projektekre a mostani tarifák átlagát használjuk (0.75 €/MWh minden exit és entry ponton)
Egyéb szállítóvezetési tarifák	€/MWh	REKK számítás; a szabályozó hatóságok publikált tarifái alapján (2018)	Termelés entry, storage entry és exit, LNG entry
Tároló kapacitás	Mobilgáz: TWh, Kitér/betár: GWh/nap	GSE	A tárolói kapacitás országos szinten aggregálásra kerül
Tároló tarifa	€/MWh	Tároló üzemeltetők honlapja alapján 2017 Jan	1 €/MWh sapkával (elmúlt években tapasztalt alacsony téli-nyári spread miatt)
LNG viaszagázósító kapacitás	GWh/nap	GIE	Országos szinten aggregálásra kerül
LNG viaszagázósító tarifa	GWh/nap	Üzemeltetők honlapja	
LNG cseppfolyósítás	GWh/day	GIIGNL 2018	AZ LNG források korlátja az exportáló ország cseppfolyósító kapacitása Jövőbeli kapacitások is ugyanezen forrás szerint szerepelnek
LNG szállítási költség	€/MWh	REKK számítás	Távolságfüggő, figyelembe veszi a hajtóbérlési költséget és boil off költséget
Hosszú távú gázvásárlási szerződések	ACQ: TWh/év. DCQ: GWh/év	REKK gyűjtés+ Cédigaz	Take-or pay, rugalmasság Átadási pont a határon Árazás: külkereskedelmi statisztikák alapján Szállítási útvonal előre meghatározott (bővebben a feltételezések pontban)

A modell további fontosabb feltételezései közé tartoznak az alábbiak:

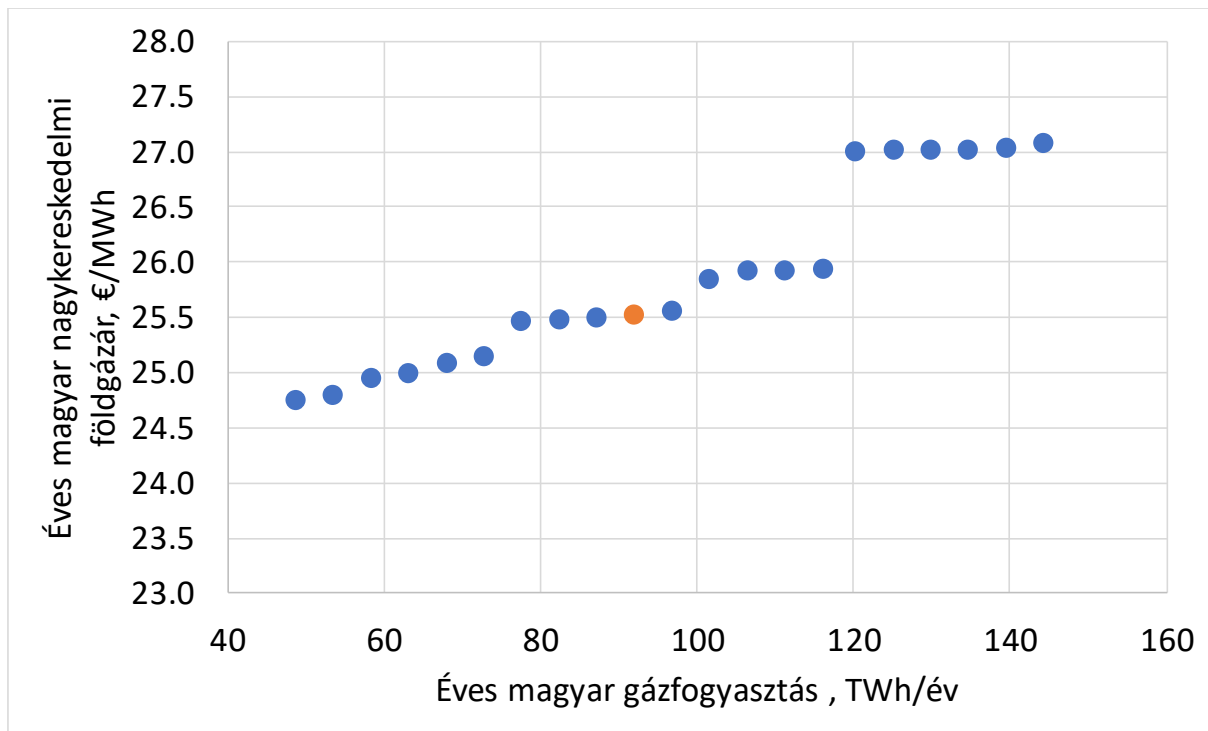
- Feltételezzük, hogy csak azok a beruházási projektek valósulnak meg, amelyek az ENTSG 2018 TYNDP alapján a FID (Final Investment Decision – végső beruházási döntés) szakaszában vannak, illetve amik ENTSG-on kívül épülnek (Turkstream 1-2).
- Az orosz kitermelés hosszú távú szerződésekkel fix útvonalon (2017-es tény alapján) illetve rövid távú kereskedés (spot) formájában is eljuthat az európai piacra. A spot szállítások útvonala lehet az Északi Áramlat 1-2, a Jamal vezetéken keresztül Németország vagy Ukrajnán keresztül Baumgarten, továbbá a Turk Stream 2-n Törökország. Az útvonalon az EU-EU határokon megengedett a backhaul szállítás (DE-CZ, DE-PL, CZ-SK, AT-SK). Az orosz spot szállítások árazásánál az orosz profit maximalizását feltételeztük.
- A hazai kitermelés csökkenő mennyiségű, a groningeni mező (Hollandia) 2030-ban már nem termel, és a román kitermelés csak az onshore szektorban nő, a PRIMES 2016 feltételezéseinek megfelelően.
- A gázszállítási tarifák nem változnak a 2018-as tényhez képest a modellezett időszakban, egy kivétellel: az ukrán útvonal versenyképességét várhatóan javítja az ukrán szabályozó hatóság tervezett tarifacsökkentése 2020-tól.
- Az új infrastruktúra szakaszokon a szállítási tarifa minden exit és entry esetében 0,75€/MWh. A tenger alatti új vezetékekre vonatkozóan egységes orosz kilépési tarifát feltételeztünk (NS2 és TS2: 3€/MWh).
- Az EU-n belül az infrastruktúrához való harmadik feles hozzáférés biztosított, a CAM és CMP szabályok teljes megvalósulását feltételezzük: a hosszú távú szerződések által lekötött szállítói kapacitások, amennyiben nem használják őket, elérhetőek a spot szállítások számára. Jelenleg ez alól a Trans-Balkán vezeték kivétel, de a Bizottság információi szerint a hosszú távú kapacitásszerződések lejártával a Trans Balkan is hozzáférhető lesz harmadik felek számára is, ezért ezt 2030-ra megvalósultnak feltételezzük.

5.2. A MODELLEZÉS EREDMÉNYE

Az alábbi ábra mutatja, hogy különböző hazai földgázfogyasztási szintek esetén milyen nagykereskedelmi gázárak alakulnak ki 2030-ban. Látható, hogy a referencia esetben 92,1 TWh-ás (~9 bcm/év) hazai földgázfogyasztás mellett a kialakuló hazai nagykereskedelmi ár 25,5 €/MWh.

A modellezési eredmények alátámasztják, hogy a fogyasztás mérséklődésével a földgáz ára csökken, lévén, hogy egyre olcsóbb forrásokhoz lehet hozzáférni, mivel a merit order-en elhelyezkedő drágább források nem szükségesek a földgázfogyasztás kielégítéséhez. Ez a csökkenés azonban nem lineáris. A kereslet 5 TWh/éves (0.5 bcm/év) csökkenése még minimális árváltozást okoz (0,03 €/MWh), 20 TWh/éves (2 bcm/év) fogyasztáscsökkenés már 0,38 €/MWh-as gázár csökkentést eredményez.

**23. ÁBRA: KÜLÖNBÖZŐ HAZAI FÖLDGÁZFOGYASZTÁS ESETÉN A MODELLEZETT
NAGYKERESKEDELMI FÖLDGÁZ ÁRA, €/MWH**



Forrás: REKK EGMM modellezés

Narancssárga: a referencia magyar fogyasztás 2030-ban

A gázfogyasztás csökkenése a megtakarított mennyiség teljes gázköltségén felül még azzal a haszonnal is jár, hogy a kisebb mennyiséget fogyasztók alacsonyabb árral szembesülnek, mintha nem történt volna meg a megtakarítás.

Az alábbi táblázatban ezt a gázszámla megtakarítási hatást számszerűsítettük, és arányítottuk a referencia gázszámlához.

**38. TÁBLÁZAT: MODELLEZETT MAGYAR GÁZSZÁMLAVÁLTOZÁS KÜLÖNBÖZŐ GÁZKERESLET
MELLETT (2030)**

Gázkereslet (TWh/év)	Gázár HU (€/MWh)	Árváltozás refer- enciához (€/MWh)	Összes fogyasztói számla (millió €)	Fogyasztói számla vál- tozás (millió €)	Gázszámla válto- zás a refer- enciához képest (%)
50	24.75	-0.77	1204.76	-1147	-49%
55	24.79	-0.73	1327.42	-1024	-44%
60	24.94	-0.58	1455.61	-896	-38%
65	24.99	-0.53	1579.67	-772	-33%
70	25.08	-0.44	1706.35	-645	-27%
75	25.14	-0.38	1832.21	-519	-22%
80	25.46	-0.06	1975.89	-375	-16%
85	25.47	-0.05	2100.51	-251	-11%
90	25.49	-0.03	2225.25	-126	-5%
95	25.52	0.00	2351.26	0	0%
100	25.56	0.04	2478.09	127	5%
105	25.85	0.33	2627.49	276	12%
110	25.92	0.40	2759.31	408	17%
115	25.92	0.40	2885.16	534	23%
120	25.94	0.42	3012.30	661	28%
125	27.01	1.49	3248.95	898	38%
130	27.01	1.49	3379.46	1028	44%
135	27.01	1.49	3509.49	1158	49%
140	27.02	1.50	3640.37	1289	55%
145	27.03	1.51	3771.86	1421	60%
150	27.07	1.55	3906.99	1556	66%

Ha óvatos becsléssel egy évi 5 TWh/év gázmegtakarítást feltételezünk a 20 %-os megújuló részarány teljesítése mellett, akkor az éves megtakarítás a gázbeszerzési költségeket 126 millió euró, azaz ~40 milliárd Ft.

6. FELHASZNÁLT IRODALOM

- Agora Energiewende (2017) *Future Cost of Onshore Wind. Recent Auction Results, Long-term Outlook and Implications for Upcoming German Auctions*. Retrieved from: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Future_Cost_of_Wind/Agora_Future-Cost-of-Wind_WEB.pdf
- Agrárminisztérium (2018) *Az Agrárminisztérium Statisztikai Közleménye: Az erdőterületek, az erdősítések és a fakitermelés alakulása 2017-ben*, Retrieved from: http://www.kormany.hu/download/f/79/71000/Az%20erd%20ter%20uletek,%20az%20erd%20s%C3%ADt%C3%A9sek%20%C3%A9s%20a%20fakitermel%C3%A9s%20alakul%C3%A1sa%202017-ben_statistikai_kozlemeny.pdf
- Alborno et al. (2018) Understanding of the Contribution of the Fungal Treatment Conditions in a Wheat Straw Biorefinery that Produces Enzymes and Biogas, *Biochemical Engineering Journal*, Vol. 140, pp. 140-147.
- Alpok-Holz Kft (2018) *Alpok-Holz Mértékegységek*, Retrieved from: <https://tuzifaszombathely.hu/mertekegysgek>
- Bachner et al. (2018) The Economy-wide Effects of Large-scale Renewable Electricity Expansion in Europe: The Role of Integration Costs, *Renewable Energy*, In Press, available online 19 September.
- Bauer, F., Hulteberg, C., Persson, T., Tamm, D. (2013). *Biogas Upgrading – Review of Commercial Technologies*, *SGC Rapport 2013.*, Retrieved from: Svenskt Gas-tekniskt Centre AB, Malmö: http://vav.griffel.net/filer/C_SGC2013-270.pdf
- Bentsen, M. (2017) *Solar Energy Conserved in Biomass: Sustainable Bioenergy Use and Reduction of Land Use Change*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 71, pp. 954-958
- Banks, C., Swinbank, A., Poppy, G. (2009) *Anaerobic Digestion and Its Implications for Landuse*, M. Winter, M. Lobley (Eds.), *What Is Land for? the Food, Fuel and Climate Change Debate*, Earthscan Publishing, London, UK, 2009, pp. 101-166.
- Christensen, L., Kveiborg, O., Mabit, S. L. (2012) *The Market for Electric Vehicles—What Do Potential Users Want*, 12th World Conference on Transportation Research.
- Del Grosso et al. (2014) *Sustainable Energy Crop Production*, *Current Opinion in Environmental Sustainability*, Vol. 9–10, pp. 20-25.
- E4tech (2017) *Ramp Up of Lignocellulosic Ethanol in Europe to 2030*, Retrieved from: <http://www.e4tech.com/reports/ramp-lignocellulosic-ethanol-europe-2030/>

- EC (2017) *Building Up the Future Cost of Biofuel*, DG for Mobility and Transport, Retrieved from: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13e27082-67a2-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF>
- Ecorys (2017) *Research and Innovation Perspective of the Mid- and Long-term Potential for Advanced Biofuels in Europe - D3.1 Comparison of Fuel Options for Transport up to 2030 and 2050*, Study prepared for the EC Directorate-General for Research & Innovation, Retrieved from: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/0a6a43f5-0640-11e8-b8f5-01aa75ed71a1/language-en>
- EEA Shares (2018) *Shares Adatbázis*, European Environmental Agency, Retrieved from: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/renewable-gross-final-energy-consumption-4/assessment-2>
- EHPA (2018) *EHPA Statistics*, Retrieved from: http://stats.ehpa.org/hp-sales/country_cards/
- EIA (2018) *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual*, Energy Outlook 2018, Retrieved from: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- Energinet-Danish Energy Agency (2016) *Technological Data for Individual Heating Installation*, Retrieved from: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_individual_heating_installations_-_upd._march_2018.pdf
- Ericsson, K. (2009) *Introduction and Development of the Swedish District Heating Systems – Critical Factors and Lessons Learned: A Report Prepared as Part of the IEE Project Policy Development for Improving RES-H/C Penetration in European Member States (RES-H Policy)*, Retrieved from: https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/res-h_policy_introduction_and_development_of_swedish_dh_systems_en.pdf
- EU COM (2010) *A Bizottság jelentése a Tanácsnak és az Európai Parlamentnek a szilárd és a gáznemű biomasszaforrások villamosenergia-termelési, fűtési és hűtési célú hasznosítására vonatkozó fenntarthatósági követelményekről*
- Fodor, Z. (2013) *A széllél szemben vagy ennyire ismeretlen?*, Magyar Installateur, 2013/11-12.
- Fodor, Z. (2014a) *A földhő hőszivattyús rendszerek fajlagos költségei fűtőkörszerűsítéseknél I.*, Magyar Installateur 2014/2-3.
- Fodor, Z. (2014b) *A földhő hőszivattyús rendszerek fajlagos költségei fűtőkörszerűsítéseknél II.*, Magyar Installateur 2014/4.

- Fraunhofer (2018) *Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies*. Retrieved from: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf
- Fraunhofer ISE (2016) *Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*, Retrieved from: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf
- Greena (2016) *Analysis of the Current Development of Household UCO Collection Systems in the EU*, Retrieved from: https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Greena%20Report%20Household%20UCO%20Collection%20in%20the%20EU_ICCT_20160629.pdf
- Günther, B., Gebauer, K., Barkowski, R. et al. (2012) *Calorific Value of Selected Wood Species and Wood Products*, European Journal of Wood and Wood Products, Vol. 70, (5): pp. 755-757., <https://doi.org/10.1007/s00107-012-0613-z>,
- GWEC (2018) *Global Wind Report*, Annual Market Update 2017. Retrieved from: <http://gwec.net/cost-competitiveness-puts-wind-in-front/>
- IEA (2011) *Biogas from Crop Digestion*, Retrieved from: http://www.ieabio-energy.com/wp-content/uploads/2011/10/Update_Energy_crop_2011.pdf
- IEA (2014) *Technological Roadmap – Solar thermal electricity, 2014 edition*, Retrieved from: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technologyroadmapsolarthermalelectricity_2014edition.pdf
- IEA (2017) *Trends 2017 in Photovoltaic Applications PVPS*, Report IEA PVPS T1-32:2017, Retrieved from: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_Trends_in_PV_Applications_2017_-_EXECUTIVE_SUMMARY.pdf
- IEA (2017a) *Renewables 2017, Analysis and Forecasts to 2022*, Retrieved from: <https://www.iea.org/renewables2017/>
- IEA (2017b) *World Energy Outlook 2017*, Retrieved from: <https://www.iea.org/weo2017/>
- IEA (2017c) *Energy Technology Perspectives*, Retrieved from: <https://www.iea.org/etp/etpmodel/assumptions/>
- IEA (2018) *Renewables 2018, Analysis and Forecasts to 2023*, Retrieved from: <https://www.iea.org/renewables2018/>
- IEA (2013, 2016, 2018) *Solar Heat Worldwide – Markets and contributions to energy supply*, Retrieved from: Ed. 2013: <https://www.aee-intec.at/0uploads/date-ien932.pdf>, Ed. 2016: <http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/solar->

[heat-worldwide-2016.pdf](#), Ed. 2018: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2018.pdf>.

- IEA, NEA (2015) *Projected Cost of Generating Electricity - 2015 edition*, Retrieved from: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
- IEA-ETSAP, IRENA (2016) *Technology Brief E07 - Wind Power*, Retrieved from: <https://www.irena.org/publications/2016/Mar/Wind-Power>
- Igoni et al. (2008) *Designs of Anaerobic Digesters for Producing Biogas from Municipal Solid-waste*, *Applied Energy*, Vol. 85, pp. 430–438.
- Imre, L., Bohoczky, F. (2006) *Magyarország megújuló energetikai potenciálja*, Magyar Tudományos Akadémia Energetikai Bizottság Megújuló Energia Al-bizottság, Retrieved from: <http://fft.szie.hu/mnt/MO%20megujulo%20ener-gia%20potencialja%202006.pdf>
- IRENA (2012) *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Volume 1: Power Sector Issue 5/5 Wind Power*, International Renewable Energy Agency, Retrieved from: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf
- IRENA (2013) *Technology Roadmap: Wind energy*, International Renewable Energy Agency, Retrieved from: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- IRENA (2016) *The Power To Change: Solar And Wind Cost Reduction Potential to 2025*, International Renewable Energy Agency, Retrieved from: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_power_to_change_2016.pdf
- IRENA (2017a) *Cost And Competitiveness Indicators, Rooftop Solar PV*, International Renewable Energy Agency, Retrieved from: <http://www.irena.org/publications/2017/Dec/IRENA-cost-and-competitiveness-indicators-Rooftop-solar-PV>
- IRENA (2017b) *Renewable Energy Benefits Leveraging Local Capacity for Onshore Wind*, International Renewable Energy Agency, Retrieved from: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Leveraging_for_Onshore_Wind_2017.pdf
- IRENA (2018a) *Biogas for Road Vehicles: Technology Brief*, International Renewable Energy Agency, ISBN: 978-92-9260-060-0, Retrieved from: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Bio-gas_for_Road_Vehicles_2017.pdf
- IRENA (2018b) *Renewable Power Generation Costs 2017*, International Renewable Energy Agency, Retrieved from: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

- KAEG (2018) *Amit érdemes tudni a tűzifáról!*, Kisalföldi Állami Erdőgazdaság Rt.
<http://www.kaeg.hu/media/hirek/97/amit-erdemes-tudni-a-tuzifarol>
- KMPL-REKK (2012) *Háttér tanulmány a Hazai Dekarbonizációs Útitervhez*, Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont
- Kochlan, R., Fuchs, S., Reuter, B., Burda, P., Matz, S., & Lienkamp, M. (2014) *An overview of costs for vehicle components, fuels and greenhouse gas emissions*, Working paper, Technische Universität München, Institute of Automotive Technology, Retrieved from: <https://steps.ucdavis.edu/wp-content/uploads/2018/02/FRIES-MICHAEL-An-Overview-of-Costs-for-Vehicle-Components-Fuels-Greenhouse-Gas-Emissions-and-Total-Cost-of-Ownership-Update-2017-.pdf>
- Kocsis István (2011) *Komposztálás, biogáztermelés*, Szent István Egyetem
- Komlós, F. (2015) *A nemzeti hőszivattyúipar megteremtése a jövő egyik lehetősége*, Polgári Szemle, Vol. 11., (1-3), MTA,
http://real.mtak.hu/25854/1/PSZ2015_1_3szam_Komloscikk_u.pdf
- Kovács, A., Fuchsz, M., Hideg, P. (2009) *Biogáztisztítási technológiák. Biogáz előállítás és felhasználás*, Info-Prod Kiadó, Vol. 1., pp.53-55.
- KSH (2018) *Stadat: Lakásépítés, lakásmegszűnés, üdülőépítés*, Központi Statisztikai Hivatal, Retrieved from: http://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_eves/i_zrs001.html
- KWS (2009) *A KWS silókukorica és biogáz növény vetőmagajánlata*, Retrieved from: http://www.kwsbenelux.be/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaagiulf
- Lazard (2017) *Lazard's Levelized Cost of Energy analysis – Version 11.0*, Retrieved from: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>
- Lévy, P. Z., Drossinos, Y., Thiel, C. (2017) *The Effect of Fiscal Incentives on Market Penetration of Electric Vehicles: A Pairwise Comparison of Total Cost of Ownership*, Energy Policy, Vol. 105, pp. 524-533.
- Loch, J., Nosticzius, Á. (2004) *Agrokémia és növényvédelmi kémia*, Mezőgazda Kiadó, ISBN: 978-963-286-053-4
- Munkácsy, B. (szerk.) (2011) *Erre van előre! Egy fenntartható energiarendszer keretei Magyarországon: Vision 2040 Hungary 1.0.*, Környezeti Nevelési Hálózat Országos Egyesület, ISBN: 978-963-082-024-0
- Munkácsy, B. (szerk.) (2014) *A fenntartható energiagazdálkodás felé vezető út: Erre van előre! Vision 2040 Hungary 2.0.*, ELTE TTK Környezet- és Tájföldrajzi Tanszék, ISBN: 978-963-282-362-9

- Magyar Kormány (2017) *Magyarország élelmiszergazdasági koncepciója 2017-2050*, Retrieved from: <http://www.kormany.hu/download/0/07/11000/Élelmiszergazdasági%20Program%202017-2050.pdf>
- Mancini et al. (2018) *Increased Biogas Production from Wheat Straw by Chemical Pretreatments*, Renewable Energy, Vol. 119, pp. 608-614.
- MAVIR (2016) *A fotovoltai termelők elterjedésének kockázata és hatása a magyar villamosenergia-rendszerre*
- MAVIR (2018) *A KÁT és a Prémium támogatási rendszer működésének statisztikai adatai 2018. III. negyedév*, Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.
- MEKH - Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal – egyedi adatközlések és a Hivatalos Statisztika, Éves adatok, Országos éves energiamérleg, Háztartások végső energia felhasználása, Elsődleges megújuló energiahordozók termelése és felhasználása, <http://mekh.hu/eves-adatok>
- MEKH (2014) *A Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal távhőadattáza*, Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal
- MEKH (2017) *A Magyar Távhőszektor 2016. évi adatai*, Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal
- MEKH (2017) *Beszámoló a magyarországi megújulóenergia-felhasználás 2010-2015 évi alakulásáról*, Retrieved from: http://www.mekh.hu/download/f/1d/40000/beszamolo_a_magyarorszag_i_megujuloenergia_felhasznalas_2010_2015_evi_alakulasarol.pdf
- MEKH, MAVIR (2017) *A Magyar Villamosenergia-rendszer (VER) 2016. évi adatai*, Magyar Energetikai és Közmű-Szabályozási Hivatal, Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt., HU ISSN 2560-1172, Retrieved from: https://www.mavir.hu/documents/10258/107818/MEKH+MAVIR+STATISZTIKAI+KIADVANY_2016.pdf/7d41cd0d-35b1-4218-b564-a50ed5370155
- MEKH (2018) *Villamosenergia-ipari Engedélyesek Listája*, Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, Retrieved from: <http://www.mekh.hu/villamosenergia-ipari-engedelyesek-listaja>
- Mezősi, A., (2015) *A magyarországi megújuló távhőtermelés modellezése*, Energiagazdálkodás, Vol. 3–4., pp. 23–29.
- Mezősi, A., Beöthy, Á., Kácsor, E., Törőcsik, Á. (2016) *A magyarországi távhőárszabályozás modellezése – A megújuló energiára alapozott hőtermelés*, Közgazdasági Szemle, Vol. LXIII., pp. 1149-1176.
- Mezősi, A., Kácsor, E., Beöthy, Á., Törőcsik, Á., Szabó, L. (2017) *Modelling Support Policies and Renewable Energy Sources Deployment in the Hungarian District Heating Sector*, Energy and Environment, Vol. 28, (1-2), pp. 70-87.

- Meyer, A.K.P., et al. (2018) Future European Biogas: Animal Manure, Straw and Grass Potentials for a Sustainable European Biogas Production, Biomass and Bioenergy, Vol. 111, pp. 154-164.
- MNNSZ (2016) *Napkollektorok alkonya*, Magyar Napelem Napkollektor Szövetség honlapja, Retrieved from: <http://www.mnnsz.hu/napkollektorok-alkonya/>
- Mock, P., Yang, Z. (2014) Driving electrification. *A global comparison of fiscal incentive policy for electric vehicles. (White Paper)*, The International Council of Clean Transportation, Retrieved from: https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV-fiscal-incentives_20140506.pdf
- NÉS (2013) *Második Nemzeti Éghajlatváltozási Stratégia 2014-2025 kitekintéssel 2050-re*, Magyarország Kormánya, Retrieved from: [http://2010-2014.kormany.hu/download/7/ac/01000/Második%20Nemzeti%20Éghajlatváltozási%20Stratégia%202014-2025%20kitekintéssel%202050-re%20-%20szakpolitikai%20vitaanyag.pdf](http://2010-2014.kormany.hu/download/7/ac/01000/Masodik%20Nemzeti%20Eghajlatvaltozasi%20Strategia%202014-2025%20kitekintessel%202050-re%20-%20szakpolitikai%20vitaanyag.pdf)
- OECD (2018) *Energy Prices and Taxes*, International Energy Agency, Vol. 2018., (3)
- Oxford Institute for Energy Studies (2017) *Biogas: A significant contribution to decarbonising gas markets?*, Energy Insight, Vol. 15.
- Pálffy, M. (2017) *A napenergia fotovillamos hasznosítása*, Magyar Tudomány, Vol. 5. pp. 532-539.
- Pálffy, M. (2005) *A napenergia fotovillamos hasznosításának potenciálja Magyarországon*, Elektrotechnika, Vol. 11.
- Peng et al. (2016) *Improving Methane Production from Wheat Straw by Digestate Liquor Recirculation in Continuous Stirred Tank Processes*, Renewable Energy, Vol. 85., pp. 12-18.
- Potyondi, L. (2017) *Cukorrépa és egyéb magas szénhidráttartalmú növények energetikai hasznosítási lehetőségei*, PhD Tézis javaslat, Nyugat-Magyarországi Egyetem, Retrieved from: http://doktori.nyme.hu/604/3/Magyar_tezis.pdf
- PWC (2010) *Tanulmány a hazai szélenergetikáról*, PricewaterhouseCoopers, Retrieved from: <http://www.nrg-systems.hu/tanulmany.pdf>
- Rajput et al. (2018) *Effect of Thermal Pretreatment on Chemical Composition, Physical Structure and Biogas Production Kinetics of Wheat Straw*, Journal of Environmental Management, Vol. 221., pp. 45-52.
- Resch, G., Liebmann, L., Hiesl, A. (2017) *RES in SEERMAP - some key inputs to the analysis*, Presentation at SEERMAP Meeting Sarajevo, 21 March 2017.

- Ricardo (2016) *The Role of Natural Gas and Biomethane in the Transport Sector*, Report for Transport and Environment, Ricardo Energy & Environment, Retrieved from: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf
- Risberg et al. (2013) *Biogas Production from Wheat Straw and Manure – Impact of Pretreatment and Process Operating Parameters*, Bioresource Technology, Vol. 149, pp. 232–237.
- Schievano, A., D'Imporzano, G., Adani, F. (2009) *Substituting Energy Crops with Organic Wastes and Agro-industrial Residues for Biogas Production*, J. Environ. Management, Vol. 90 (8), pp. 2537–2541.
- Serdjuk, M., Reif, T., Dumas, P., Angelino, L., Tryggvadóttir, L. (2013) *Geothermal Investment Guide*, GeoElec Project Deliverable 3.4, Retrieved from: <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2011/09/D3.4.pdf>
- Somogyi, Z. (2009) *A hazai erdők üvegház hatázú gáz leltára az IPCC módszertana szerint*, Erdészeti Kutatások, Vol. 92., Retrieved from: http://www.scientia.hu/cv/2008/Somogyi_EK_2008.pdf
- Tar, K. (2012) *A szélenergia magyarországi hasznosításának reális lehetőségei*. Magyar Meteorológiai Társaság, Retrieved from: http://www.mettars.hu/wp-content/uploads/2012/04/Eloadas120418_Tar.pdf
- Telmo, C., Lousada, J. (2011) *Heating Values of Wood Pellets from Different Species*, Biomass and Bioenergy, Vol. 35, pp. 2634–2639.
- TUW (2012) *Biogas to Biomethane Technology Review*, Vienna University of Technology, Institute of Chemical Engineering Research Division Thermal Process Engineering and Simulation, Retrieved from: https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2012/06/wp3-1-1_technologyreview_english.pdf
- Wang et al. (2016) *Life Cycle Assessment on Biogas Production from Straw and its Sensitivity Analysis*, Bioresource Technology, Vol. 201., pp. 208–214.
- Wellinger, A., Murphy, J., Baxter, D., (ed) (2013) *The biogas handbook, Science, Production and Applications*, Cambridge, UK: Woodhead Publishing Limited

7. A MELLÉKLET: AZ EGYES MEGÚJULÓ TECHNOLÓGIÁK FAJLAGOS TÁMOGATÁSI IGÉNYE, ILLETVE A POTENCIÁLJA, KÜLÖNBÖZŐ SÚLYOZOTT ÁTLAGOS TŐKEKÖLTSÉG MELLETT

Szektor	Potenciál, TJ	Referencia támogatási igény, Ft/GJ	Támogatási igény, alacsony WACC esetén, Ft/GJ	Támogatási igény, magas WACC esetén, Ft/GJ
Depóniagáz I.	268	0	0	0
Nagyüzemi PV	7 920	0	0	119
Szélergia: felújítás	6 062	119	0	828
Szennyvíz gáz I.	253	178	178	178
Távhő I.	1 298	400	400	400
Depóniagáz II.	179	444	101	732
Meglévő fásszárú biomassa	4 168	612	612	612
Kereskedelmi PV	4 372	732	0	1 725
Távhő II.	6 940	900	900	900
Használt sütőolaj	3 189	1 074	1 074	1 074
Új fásszárú biomassa	10 000	1 349	1 166	1 542
Biometán: Depónia nagy	1 090	1 432	1 033	1 913
Biometán: szennyvíz nagy	1 730	2 292	1 825	2 810
Szélergia: új	8 634	2 328	1 293	3 437
Biometán: mg-i nagy	12 873	2 573	2 188	2 998
Mezőgazdasági biogáz I.	1 323	2 578	2 578	2 578
Geotermikus áramtermelés	2 736	2 963	1 920	4 054
Hőszivattyúk	1 140	3 217	2 148	4 350
Első generációs (biodízel, bioetanol)	12 756	3 256	3 256	3 256
HMKE PV	3 548	3 417	2 090	4 850
Szennyvíz gáz II.	179	3 644	2 612	4 664
Mezőgazdasági biogáz II.	2 629	4 267	3 699	4 845
Annex IX A fejeletű üa	30 000	5 030	5 030	5 030
Biometán: Depónia kicsi	569	6 915	5 872	8 071
Napkollektor	370	7 075	5 433	8 866
Biometán: szennyvíz kicsi	399	9 062	7 866	10 358
Biometán: mg-i kicsi	305	9 766	8 804	10 828

8. B MELLÉKLET: AZ EURÓPAI GÁZPIACI MODELL LEÍRÁSA

A REKK által fejlesztett Európai Gázpiaci Modell (European Gas Market Model, EGMM) a nemzetközi nagykereskedelmi gázpiac működését szimulálja Európában. Az 1. ábra jelöli a modell földrajzi lefedettségét: az EU28 mellett az Energiaközösség szerződő felei,¹ illetve Svájc és Törökország is a modellezett régió része. A modell az európai országok gázpiacait szimulálja. Ezen országok gázpiaci viszonyairól – keresleti, kínálati és tárolói adottságairól – a modell részletes adatokat tartalmaz. A modellben az Európával fizikai vagy kereskedelmi összeköttetésben lévő országok gázpiacai, vagyis Oroszország, Líbia, Algéria, az LNG cseppfolyósító kapacitással rendelkező országok, az európai piacok közül a norvég piac illetve – indirekt módon – az ázsiai piacok, mint „külső” piacok jelennek meg, amelyek esetében az árak meghatározása exogén módon történik.

1. ábra: Az EGMM földrajzi hatóköre



A tanulmányban használt térkép Daniel Dalet térképei alapján készült, forrás: <http://d-maps.com/m/europemax/europemax09.svg>

A 36 modellezett országra megadott inputadatok, valamint a fizikai infrastruktúra és a szerződéses adottságok jelentette korlátok figyelembevételével a modell meghatározza a tökéletesen versenyző piac dinamikus egyensúlyát alkotó piactisztító árakat, termelési, fogyasztási, ki- és betárolási mennyiségeket és a szerződéses szállítások mennyiségeit.

A modellszámítások 12 egymást követő hónapra vonatkoznak. A hónapok közötti dinamikus kapcsolatot a tárolási tevékenység (csak azt lehet kitárolni, ami korábban betárolásra került) és a hosszú távú *take-or-pay* szerződések szállítási korlátai teremtik meg. Ezek esetében a szállítható gáz mennyiségét éves és havi minimum és maximum korlátok is befolyásolják.

Az EGMM a következő blokkokból áll: (1) helyi (nemzeti) gázkereslet, (2) helyi gázkínálat, (3) gáztárolás, (4) külső piacok és importforrások, (5) határkeresztező interkonnektorok (csővezetékek) és LNG szállítási útvonalak, (6) TOP szerződések és (7) spot-kereskedés. A következőkben ezeket mutatjuk be.

Helyi gázkereslet

A helyi kereslet a helyi piaci ár és a helyi fogyasztás² közötti kapcsolatot írja le. A modellben minden egyes helyi piacra – vagyis minden egyes modellezett országra – minden hónapban külön-külön keresleti függvényt határozunk meg. A kereslet leírására lineáris függvényformát használunk. Mivel a gázfogyasztás negatívan reagál a gázárak emelkedésére, a lineáris gázkeresleti függvények a modellben csökkenő meredekségűek. A helyi keresletre vonatkozó linearitási és árugalmassági feltevéseknek köszönhetően a modellnek mindig van megoldása, vagyis mindig létezik a helyi áraknak egy olyan kombinációja, ami az összes helyi piacon egyensúlyhoz vezet.³

Helyi kínálat

A helyi piaci ár és a helyi termelők (gázmezők) által ezen az áron piacra vitt gáz mennyisége közötti kapcsolatot írja le a helyi kínálat. A modellben azt feltételezzük, hogy a kitermelés határköltsége – amit €/MWh-ban fejezünk ki – minden termelő esetében konstans, vagy lineárisan növekvő. A helyi termelők kínálatát a kitermelés havi nagyságára vonatkozó minimum és maximum mennyiségek, valamint az éves maximum kitermelési mennyiségek korlátozzák.⁴ Az éves kitermelési kapacitás korlátozása eredményezi a modellben a termelés szezonális ingadozását, mivel a szűkös kapacitások abban az időszakban kerülnek inkább kihasználásra, amikor az árviszonyok alakulása alapján a leginkább profitábilis. A modellben minden helyi piacra tetszőleges számú termelő egységet definiálhatunk. Több termelő esetén a helyi piac kínálata egy lépcsőzetesen emelkedő lineáris függvény lesz, ahol minden egyes „lépcsőfok” egy-egy termelőegység rövidtávú határköltségét reprezentálja.

Gáztárolás

A földgáztárolók kiegyenlítő szerepet töltenek be a legtöbbször gyakorlatilag zsinórban működő⁵ gázmezők és a fogyasztók szezonálisan erősen változó igényei között. Ennek megfelelően a gáztárolók a nyári (betárolási) időszakban tipikusan szűkítik, a téli (kitárolási) időszakban pedig tipikusan bővítik a földgázkínálatot.

A modellben a tárolók kapacitását három értékkel jellemezzük: a tároló befogadóképességét jellemző mobilgáz-kapacitással és a be- és kitárolás maximális sebességét jellemző be- és kitárolási kapacitásokkal. A tárolás költségeit egy kételemű – a be- és kitárolás díjait tartalmazó – tarifával vesszük figyelembe. A modell nem tartalmaz kapacitás-lekötési díjat, ezt a költség-elemet a betárolási díjban vesszük figyelembe. A modellben a reálkamatlábbal diszkontáljuk a pénzáramlásokat, s ez által figyelembe vesszük a letárolt gázkészletekben lekötött tőke költségét.

A tárolóknál az év eleji nyitó- és az év végi zárókészleteket is specifikálni kell. A modellbe épített korlátok biztosítják, hogy a tárolókban lévő készlet évközben ne süllyedjen nulla alá, ne haladja meg a tároló mobilgáz-kapacitását, és hogy év végére az előre specifikált zárókészlet nagyságával legyen egyenlő.

A tárolók elérhető ki- és betárolási kapacitása a tárolók aktuális mobilgáz-töltöttségétől is függ. A modellben az egyes országok között eltérő tárolói görbét veszünk figyelembe. A tárolói görbét az egyes tárolók technikai jellemzői alapján, illetve a historikus ki- és betárolási adatok alapján vázoltuk fel.

Külső piacok és importforrások

A fent említett „külső” piacok és importforrások árait exogén módon (input adatként) állapítjuk meg, ami azt az implicit feltevést hordozza, hogy e külső piacok/források árainak alakulása független a modellezett országok gázpiacán végbemenő folyamatoktól. A külső árakra vonatkozó feltevések természetesen jelentősen befolyásolják a modellezés eredményeit, köztük a modellezett országok és a külső piacok közötti áramlások nagyságát és irányát.

A modellben az LNG-árak ugyanúgy exogén értékek, mint az Európát kiszolgáló nagy csővezetéki szállítók (Oroszország, Norvégia, Algéria, Líbia) exportárai. Az LNG-árakat (csakúgy mint a csővezetéki exportárakat) havi bontásban, inputadatként adjuk meg a modellnek. Az LNG-exportőrök árai valójában származtatott értékek, amelyeket a japán spot LNG-ár alapján határozzunk meg.

A globális LNG-piacon az LNG-exportőrök értékesítési lehetőségeit nagy általánosságban a felvevőpiacokon uralkodó árak és az egyes piacoktól való szállítási távolságaik határozzák meg. Az LNG felvevőpiacok közül kiemelkedik az ázsiai térség (és ezen belül Japán, Dél-Korea és Kína), amely méreténél fogva kulcsszerepet játszik a globális LNG-piaci folyamatok alakításában – a globális LNG kereslet 2/3 része ide irányul. Az LNG-kínálat helyzetét az Ázsián kívüli felvevőpiacokon rövidtávon egyértelműen az ázsiai kereslet alakulása határozza meg. Némi leegyszerűsítéssel, ha az ázsiai kereslet csökken, akkor Európa olcsóbban, ha az ázsiai kereslet nő, akkor drágábban juthat cseppfolyós gázhoz. Ennek működését egy egyszerűsített példán mutatjuk be.

Vizsgáljuk meg, hogy Nigéria mekkora áron hajlandó LNG-t exportálni Európába, ha a cseppfolyós gáz felvásárlási ára Japánban 40 €/MWh (≈ 15 \$/MMBTU). A cseppfolyós gáz Nigériából Japánba történő szállítása kb. 9,3 €/MWh-ba kerül. A japán exporton a szállítási költségek levonása után Nigéria tehát 30,7 €/MWh-ás ún. netback árat realizálhat. Európa szempontjából ezt az árszintet tekinthetjük a nigériai cseppfolyós gáz eladási árának. Más szóval, az európai vásárlóknak minimálisan ezt az árat kell a szállítási költségeken felül megfizetnie ahhoz, hogy Nigéria ne Japánnak, hanem az európai felhasználóknak értékesítse szabad LNG-készleteit. Ha

egynél több olyan európai ország van, amelynek vonatkozásában az LNG-szállítás kereskedelmi feltételei kedvezőbbek a japán piacon való értékesítésnél, akkor a nigériai exportőr ezek közül elsőként a legmagasabb netback árat eredményező piacot kezdi el majd kiszolgálni. (Az egyes európai piacok relatív előnyét az uralkodó árszintek és az egyes piacokra való szállítás költségei együttesen döntenek el.) Mivel az európai országok nagykereskedelmi gázai a modellben endogén, azaz a keresleti és kínálati viszonyok függvényében alakuló változók, a kontinensre érkező LNG szállítások hatására csökkenésnek indulhatnak. A modellben Nigéria ezért természetesen csak addig növeli az európai LNG szállításait, ameddig az azon realizált netback árak nem süllyednek a Japán szállítás netback ára alá.

Határkeresztező vezetékek és LNG szállítási útvonalak

A modellben fontos szerepet játszanak a szomszédos, illetve a távolabbi országokat összekötő határkeresztező/transzitvezetékek, illetve az LNG szállítási útvonalak. A modellben a határkeresztező vezetéket egyirányú áramlást biztosító vezetékként definiáljuk. Ha egy adott relációban fordított irányú áramlást is biztosítani szeretnénk, akkor egy ellentétes irányú „másik” vezetéket is definiálunk. Bármely két piacot tetszőleges számú határkeresztező vezeték köthet össze, ezeket azonban a modell aggregáltan kezeli. Nem szomszédos országok közötti összeköttetés is megadható, ami elősegíti a dedikált tranzit útvonalak modellbe való beépítését.

A modellben az LNG-infrastruktúrát az LNG-exportőrök cseppfolyósító termináljai, az európai LNG-importőrök visszagázosító termináljai és az őket páronként összekötő LNG „csövek” reprezentálják. Az LNG csövek bevezetésére azért van szükség, hogy minden egyes exportőr-importőr viszonylathoz specifikus, az adott relációt jellemző (távolságarányos) szállítási költséget rendelhessünk. Mivel mind az exportőrök, mind az importőrök esetében az LNG-terminálokat országos szinten összesítve vesszük figyelembe, minden exportőr országból összesen 12 cső indul ki a 12 európai célország felé, és minden importőr országhoz összesen 15 cső érkezik a 15 exportőr ország felől. Míg a gázhalmazállapotú földgázt továbbító (valóságos) csővezetékek esetében a gáz áramlására vonatkozó kapacitáskorlátokat egyedi módon, vezetékenként állapítjuk meg, addig az LNG áramlására vonatkozó kapacitáskorlátokat terminálonként, az egyes terminálokhoz rendelt csövek csoportjára vonatkozóan állítjuk fel. Például a belga zeebrugge-i LNG-terminálba érkező 15 LNG csövön szállítható összes LNG mennyiségét az LNG-terminál visszagázosítási kapacitása szerint korlátozzuk. Ilyen kombinált korláttal korlátozzuk az összes visszagázosító (cseppfolyósító) állomásra érkező (állomásról induló) LNG csöveken szállítható cseppfolyós gáz mennyiségét.

Ez a konstrukció egyszerre biztosítja a cseppfolyósítási és visszagázosítási kapacitáskorlátok érvényesítését az LNG áramlásokra és teszi egyúttal lehetővé, hogy a cseppfolyós gáz kínálata a netback árazás elvének megfelelően jelenjen meg a modellben.

Egy csővezetéken, illetve egy LNG útvonalon szállítható gáz mennyisége a minimum és maximum szállítási korlátokkal meghatározott tartományban mozoghat. A szállítás költségeit egy forgalomarányos díjban vesszük figyelembe, amely az LNG esetében tartalmazza a szállítási költségeket is.

A csak egyirányú gázvezetékekkel rendelkező relációkban és az LNG útvonalakon a modell opcióként lehetővé teszi a backhaul-t, azaz a fizikai áramlással ellentétes irányú virtuális szállí-

tást. Ennek mértéke minden összeköttetésre és hónapra külön megadható. A backhaul a szerződés szerinti gázszállítás volumenének csökkentésével valósul meg, ami eredményét tekintve egy ellentétes irányú kereskedelmi tranzakciónak felel meg.

Kiválasztott összeköttetések (csővezetékek, illetve LNG szállítási irányok) együttese esetén a fizikai szállítás mennyiségére, illetve a spot kereskedelmi aktivitásra vonatkozóan egy pótlólagos felső korlát is megadható. Ilyen módon lehetőség van például arra, hogy egy adott LNG terminálon keresztül érkező import mennyiségét korlátozzuk, anélkül, hogy specifikálni kellene az LNG szállítások forrását.

Hosszú távú take-or-pay szerződések

A nemzetközi gázkereskedelemben mind a mai napig kiemelt jelentősége van a hosszú távú gázellátási szerződéseknek, vagyis az LTC-knek (long-term contract).

Az LTC-k éves és havi minimum és maximum átvételi kötelezettségeket, havi átvételi árakat, illetve az elmaradt átvételt szankcionáló büntetési díjakat tartalmaznak. Az éves minimum és maximum, valamint a havi maximum átvételi mennyiségek „szigorú” korlátok, vagyis ezeket a vevő, illetve a szállító nem sértheti meg. A vásárló ugyanakkor megteheti, hogy a szerződésben megállapított havi minimumnál kevesebb gázt vesz át, ám ekkor az elmaradt átvétel után azzal arányos büntetést fizet a szállítónak.

Két piac között több LTC-szerződés is megadható a modellben. A havi átvételi korlátok, az árak illetve a büntetés mértéke minden hónapra külön megadható. A hosszú távú szerződések árát az európai külkereskedelmi mérlegek alapján határoztuk meg.

A szerződések szállítási útvonalát – a forrástól a célországig vezető határkeresztező csővezetékek halmazát – input adatként kell megadni. A modell megengedi, hogy a szállítás előre meghatározott mennyiségi arányok szerint több egymással párhuzamos útvonalon valósuljon meg.

A csővezetékes szerződések mellett az LNG-kereskedelem nagyon jelentős hányada is hosszú távú szerződések keretében zajlik. A modellben az LNG-szerződéseket a csővezeteki gázértékesítési szerződésekhez hasonló módon definiáljuk. Minden szerződéshez havi és éves minimum és maximum átvételi mennyiségeket és egy szerződéses árat rendelünk.

Spot kereskedelem

A modellben a spot-kereskedelem a helyi piacok közötti árkülönbségek kiegyenlítésére szolgál. Ha két nemzeti piac árai között a különbség nagyobb, mint a két piacot összekötő interkonktor vezetékhasználati díja (LNG esetében a szállítási díjakat is figyelembe véve), akkor szállítások indulnak az alacsonyabb árazású piacról a magasabb árazású piac irányába. A két piac közötti spot-kereskedelem addig folytatódik, ameddig az árkülönbség le nem esik a vezetékhasználati (szállítási) díj szintjére vagy a csővezeték kapacitása ki nem merül.

Bármely csővezetéken illetve LNG útvonalon a fizikai áramlás nagysága a rajta folyó szerződéses (hosszú távú) és spot szállítások összegével egyenlő. Ha az adott viszonylaton engedélyezett a backhaul, akkor a spot-szállítások akár a szerződéses szállítással ellentétes irányúak is lehetnek. Természetesen az ellentétes irányú virtuális szállítások volumene sohasem haladhatja meg a szerződéses szállítás volumenét.

Piaci egyensúly

A modell számítógépes algoritmus a beolvasza az inputadatokat és kiszámolja a 36 nemzeti gázpiac szimultán egyensúlyát (beleértve a tárolói készletek változását és a külkereskedelmi áramlásokat) a fent bemutatott korlátok figyelembevételével.

Az európai gázpiaci egyensúly megvalósulásához az arbitrázsmentességi feltételnek a 36 ország és a 12 időszak közötti összes viszonylatban érvényesülnie kell.⁶ Nézzük meg, mit jelent ez az egyes piaci szereplők: a fogyasztók, a termelők és a kereskedők tekintetében.⁷

A fogyasztók a piaci ár alapján döntenek a gázfelhasználásról. Ezt a döntést teljes egészében a helyi keresleti függvény határozza meg a korábban ismertetett módon.

A helyi termelők a következőképpen határoznak a kitermelés szintjéről. Ha a földgáz eladási ára a helyi piacon meghaladja a kitermelés egységköltségét, akkor teljes kapacitáson üzemelnek. Ha az árak a költségek alá esnek, akkor a termelést a minimum termelési szintre (valószínűleg 0-ra) fogják vissza. Végül, ha a költségek és az árak éppen megegyeznek, akkor valahol a minimum és maximum kitermelési szintek közötti tartományban termelnek, úgy hogy a kitermelés pontos nagyságát a helyi kereslet kielégítéséhez szükséges gáz mennyisége határozza meg.

A modellben a kereskedők döntési feladata a legkomplexebb. Először is, a kereskedők a helyi piac keresleti-kínálati viszonyai alapján döntenek a hosszú-távú szerződéses szállítások havi átvételi menetrendjéről figyelembe véve a szerződés szállítások korlátait (árak, LTC mennyiségek, büntetések).

Másodszor, a kereskedők a hónapok közötti árdifferenciák alapján igénybe veszik a tárolókat. Például, ha júliusban alacsony a gáz ára, akkor júliusban tárolási célból is vásárolnak gázt, és azt tárolókba töltik, majd egy későbbi időpontban, amikor a gáz ára magasabb, a betárolt gázt kitárolják és értékesítik. A tárolók hasznosítása mindaddig folytatódik, ameddig van szabad betárolási-, kitárolási- és mobilgáz-kapacitás és az időszakok közötti árkülönbség meghaladja a tárolással járó költségeket, beleértve a gázkészletezés finanszírozási költségeit is.^{8 9}

Végül, a kereskedők spot kereskedést folytathatnak a helyi és a külső piacok (például Oroszország, Líbia, Algéria és az LNG piacok) között is, amennyiben ezt az uralkodó árviszonyok indokolják és az infrastrukturális adottságok lehetővé teszik.

9. C MELLÉKLET: A MEZŐGAZDASÁGI BIOGÁZ POTENCIÁL BECSLÉSE ÉS ELŐREJELZÉSE 2030-IG

A fejezet első részében a lehetséges mezőgazdasági biogáz alapanyagokat tekintjük át, ezután a tényleges becslések bemutatása következik, és a számításainkból összeállított prognózisok közül kiválasztjuk és tárgyaljuk az általunk leginkább megalapozottnak gondolt forgatókönyveket. Végül összehasonlítjuk eredményeinket a nemzetközi szakirodalomban talált prognózisokkal.

9.1. A LEHETSÉGES MEZŐGAZDASÁGI ALAPANYAGOK ÁTTEKINTÉSE

A lehetséges mezőgazdasági alapanyagokat három nagy csoportra bonthatjuk: az állattartás hulladékai és melléktermékei, a szántóföldi növénytermesztés hulladékai és melléktermékei, valamint a célzottan energiatermelésre szánt ültetvények termelése. A melléktermékek közül a két legfontosabbal, az állati trágyával és a gabonaszalmával foglalkozunk. Az energiaültetvények az alábbi érvek alapján nem kerültek be a potenciálbecslésbe.

9.1.1. ENERGIACÉLÚ ÜLTETVÉNYEK

Az utóbbi évtizedben szakmai vita folyik az energiacélú ültetvények megítéléséről, a vonatkozó szakirodalomban sok publikáció foglalkozik a bioüzemanyag termelés céljára termelt szántóföldi kultúrák környezeti és gazdasági hatásainak megítélésével. (többek között Bentsen, Moller (2017), del Gross et al (2014)) Az üzemanyag célú ültetvények kedvezőtlen megítélése három problémakörbe rendeződik:

- Világszerte korlátos mezőgazdasági területek állnak rendelkezésre a növekvő népesség és a jóléttel változó táplálkozási igények (pl. növekvő húsfogyasztás) kielégítésére. A termőföldeken termesztett energia növények az élelmiszer- és takarmánynövényeknek támasztanak versenyt, növelik a földbérleti díjakat és emelik az élelmiszer árakat, helyenként súlyosbíthatják az éhezést.
- Az energiaültetvényeknek magas az öntözővíz, a műtrágya és a növényvédelmi (gépi munka, vegyszer) kezelési igényei. Ezért a talajokra, felszíni vizekre, vízbázisokra, ökológiai és humán egészségre aránytalanul nagy negatív hatással vannak.
- Az energiaültetvények mint új mezőgazdasági terménycsoport növelik a nyomást újabb érintetlen területek művelésbe vonására, ezzel veszélyeztetik a még meglévő természetes élőhelyeket.

A bioüzemanyagok vegyes megítélése nyomán a biogáz célú energiaültetvények koncepciója is megkérdőjeleződött. (A.K.P. Meyer et. al (2018), Banks et al (2009), Scievano (2009)) Az EU Bizottság is szükségét érezte, hogy állást foglaljon az energia ültetvények fenntarthatósága és

éghajlatvédelmi értékelése kérdéseiben. (EU COM(2010)11) Habár ezek nem kötelező érvényű jogi előírások, mégis mutatják a szabályozás finomodását, és azt a tendenciát, hogy valamenyi biomassza megítélése szigorodik.

Az EU ajánlások szerint meg kell tiltani az olyan biomassza célú termelést, amely erdők átalakításából származó földterületen történne, vagy más, magas biodiverzitású, ökológiai értékű területeken, illetve nagy karbon tartalékokat raktározó (például tőzeglápos) területeken. A nemzeti szabályozásoknak biztosítaniuk kell, hogy a biomasszából termelt energia (bioüzemanyagok, biogáz, biomasszából termelt hő- és villamosenergia) a referencia helyzethez képest legalább 35%-kal kevesebb üvegházhatású gázt bocsásson ki a teljes életciklus során (a termeléstől a szállításon át a feldolgozásig és az energiaátalakításig). Az üvegházgáz megtakarításnak legalább 50%-osnak kell lennie a 2017 után üzembe lépő új létesítményeknél és legalább 60%-osnak a 2018 után üzembe lépő új létesítményeknél. Az ajánlások egyelőre csak a legalább 1 MW hő- illetve villamosenergia teljesítményű létesítményekre vonatkoznak.

Ezeknek a szakmai érveknek a hatására ebben a kutatásban nem számolunk energianövény ültetvényekről származó biogáz alapanyaggal. Lehetséges, hogy ez a prognózisunk szempontjából alulbecslést jelent. De figyelembe vettük azt is, hogy Magyarországon jelentős a bioüzemanyag célú növénytermesztés (repce, kukorica), ami már így is versengő termőföld felhasználást jelent. Meghirdetett hosszútávú országos agrárstratégia hiányában a szántóföldek használatára vonatkozóan azzal a feltevéssel élünk, hogy a vizsgált időhorizonton az élelmiszer- és takarmánynövények prioritást élveznek.

9.1.2. ÁLLATI TRÁGYA

Az állattenyésztésből származó trágya a legkedvezőbb biogáz alapanyag a mezőgazdaság által kínált potenciális inputokból. Megfelelő anaerob fermentálás esetén rendkívül jó metánkihozatali ráta jellemzi, és a folyamat során egyszerre valósítható meg az energiatermelés, a tápanyagok visszaforgatása a szántóföldi talajokba és az üvegházhatású emissziók (CH_4 , N_2O) csökkentése a hagyományos trágyakezelési eljárásokhoz képest.

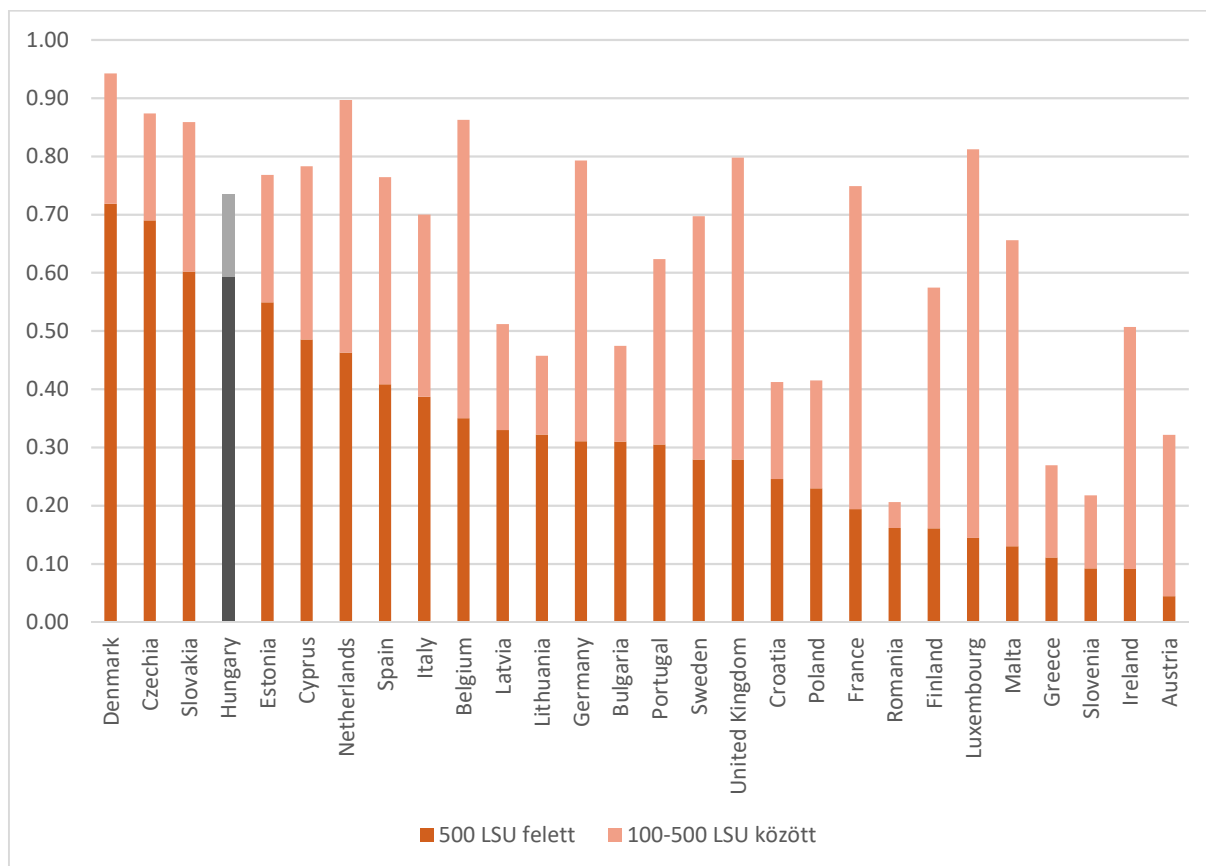
A biogáztermelés gazdaságossága a trágya esetében nem a felhasznált trágya fajtájától, hanem az elérhető trágya mennyiségétől, vagyis az adott állattartó telep állatlétszámától függ. A biogáz technológiák beruházási igénye, az abban lekötött tőke nagysága miatt szükség van egy bizonyos alsó üzemméretre, vagyis egy minimális állatlétszámmra, hogy egy biogáz beruházás elfogadható megtérülést produkáljon. A minimálisan szükséges állatállomány tényleges értéke függ a technológia fejlődésétől, a mindenkori kamatkörnyezettől és az állami támogatásoktól.

Az állattartó telepek mérete országok között, országon belül és állatfajok között is nagy szórást mutat. A gazdaságos biogáz termeléshez szükséges méretet minden állatfajta esetében más-más szinten kell keresni. Az egységes interpretáció érdekében érdemes ismét a nagyállat létszám (Livestock unit, LSU) mutatót használni, ami a különféle haszonállatokat számosállat egységben fejezi ki.

Az EUROSTAT az LSU-ban kifejezett állatlétszámok alapján méret kategóriákba sorolja az európai állattartó telepeket. Mi ezek közül kettőt válogattunk le: a 100-500 LSU egységet tartó telepeket és az 500-nál több LSU egységet tartó telepeket. Ezek azok a mérettartományok,

ahol már ma is gazdaságosan lehet biogáz üzemet létesíteni, illetve ahol a technológia fejlődése, az erősödő éghajlatvédelmi politikák és a megújulóenergia támogatási rendszerek gyors biogáz termelésnövekedést tudnak elérni.

24. ÁBRA: A NAGYLÉTSZÁMÚ ÁLLATTARTÓ TELEPEK ARÁNYA AZ EU ORSZÁGAIBAN, 2016



Forrás: EUROSTAT

Látható, hogy Magyarország a kifejezetten koncentrált állattenyésztést folytató országok közé tartozik: a teljes állatállomány háromnegyedét teszi ki a legalább 100 LSU méretű gazdaságok állatállománya, és a teljes állatállomány 60%-át 500 LSU értéket is meghaladó telepeken tartják. Ez kifejezetten kedvező a biogáz beruházások gazdaságossága szempontjából. Megfelelő szabályozási környezet esetén reális azzal számolni, hogy az 500 fölötti állomány teljesen egészében, de a 100 fölötti állományok nagy része is biogáz termelésre használja fel a keletkező trágyát.

9.1.3. SZALMA

A szántóföldi gabonafélék betakarításakor keletkező kicsépelt kalász és szármaradék a világon az egyik legnagyobb tömegben rendelkezésre álló mezőgazdasági melléktermék. Olcsó, széles körben hozzáférhető, tárolható. Magyarországon jelentős mennyiségű szalma keletkezik a szántóföldi gabonatermesztésben. Időjárástól függően az éves szalma termés a 2 – 3,5 millió tonna között becsülhető. (KSH, Loch, J., Nosticzius, Á., (2004), Meyer et al (2018))

Kémiai összetételét tekintve magas szárazanyag és szervesanyag tartalom jellemzi, de makro- és mikroelem összetétele, valamint erős lignocellulóz szerkezete miatt önmagában nehezen használható biogáz fermentációra. Ezért a szalmában rejlő megújuló energia potenciál kiaknázása technológiai megoldásokat igényel. Ezek közül a legegyszerűbb a trágyával történő vegyítés.

A szalma trágyával keverve használható ipari méretű biogáz termelésre. Jelenleg a Magyarországon beépített technológiák csak kis mennyiségben használják fel. Viszont a feldolgozott szakirodalmi anyag alapján úgy látjuk, hogy a szalma biogáz célú felhasználása egy nagyon innovatív, az USA-tól Európán át a Távol-Keletig világszerte erősen kutatott és fejlesztett téma, vagyis a gyorsan fejlődő megújuló energia technológiák közé sorolható. (Rajput et al (2018) Alborno et al (2018) Peng et al (2016) Mancini et al (2018) Ennek megfelelően a következő évtizedben a szalma-biogáz eljárások hatékonysága és gazdaságossága várhatóan gyors javulást mutat majd. (A szalma-biogáz, mint fejlesztési terület utóbbi években tapasztalható fel lendülése az energiaültetvények fenntarthatóságával kapcsolatos kifogások erősödését is jelzi.)

9.2. PROGNÓZIS

9.2.1. ÁLLATI TRÁGYA

A potenciálisan rendelkezésre álló trágya mennyiségét a nagylétszámú telepeken tartott állatok létszámából kellene kiszámolni. Ilyen adatot az EUROSTAT közöl Magyarországra, de nem állatfajonként, hanem nagyállat egységben kifejezve és eképpen aggregálva. Ez az adat nem használható a keletkezett trágya kiszámítására, mert nincs bontva állatfajokra. Az állatállomány megfelelően részletes fajonkénti, életkor szerinti bontása a KSH-nál elérhető adat, ahol viszont nem sorolják be az állományokat az állattartó telepek mérete alapján képzett kategóriákba. Állatfajonkénti állományadat kizárólag olyan kategóriákra bontva érhető el, hogy az állattartó 'Gazdasági szervezet' vagy pedig 'Egyéni gazdaság'. Megnéztük, hogy mekkora hányadot tesz ki a 'Gazdasági szervezetek' által tartott állományok összessége. Azt találtuk, hogy elég jól közelíti az EUROSTAT 500 LSU felett nyilvántartott állományi létszámot - a juh és kecske kivételével, amelyek viszont a teljes magyar LSU állomány 10%-át sem érik el.

A fejezet elején a koncentrációt bemutató EUROSTAT adatoknál láttuk, hogy Magyarországon a teljes állatállomány 60%-át 500 LSU értéket is meghaladó telepeken tartják. Ez az állattartó telepekre vonatkozó legnagyobb méretkategória a statisztikákban. A KSH adatokkal kiegészítve láthatjuk, hogy 2016-ban az 500 LSU fölötti telepek részaránya (60%) szinte teljes egészében megegyezik a gazdasági szervezetek által működtetett telepek részarányával (62%). Ezért LSU adatok hiányában a prognózisunkban a KSH ezen adatából fogunk kiindulni, mivel az jól helyettesíti a nagy állattartó telepekre vonatkozó EUROSTAT adatot.

Erre a helyettesítésre azért van szükség, hogy a trágya termelődési adatokat minél pontosabban, állatfajokra és korcsoportokra lebontva tudjuk megadni. A trágya termelődési és metán kihozatali adatokat a vonatkozó nemzetközi szakirodalom alapján számoltuk (Scarlati et al (2018,) Wellinger et al (2013)).

Ezekből a faktorokból és a fajtánkénti, korcsoportonkénti statisztikai állatlétszámból először kiszámoltuk a keletkezett trágya potenciális energiatartalmát anaerob metánfermentációt feltételezve. Az eredményeket a következő táblázatban mutatjuk be.

39. TÁBLÁZAT: A GAZDASÁGI SZERVEZETEK ÁLLATTARTÓ TELEPEINEK ÁLLATÁLLOMÁNYA (EZER DB) ÉS AZ OTT KELETKEZETT TRÁGYA POTENCIÁLIS ENERGIATARTALMA (PJ) 2010-2017

		szarvas- marha	ebből borjú	eb- ből te- hén	anya- juh	kecske	sertés	ebből anya- koca	tyúkféle	ebből tojó- tyúk	egyéb ba- romfi	
		gazdasági szervezet állatállománya, ezer db (KSH)										
állatállomány (1000 db)	2010	448,9	122,8	203,3	105,3	3,2	2 322,6	160,4	0,0	7 744,7	0,0	
	2011	449,6	120,5	208,6	96,4	3,8	2 158,1	151,9	21 529,9	7 697,2	2 259,6	
	2012	473,6	130,4	212,9	105,8	3,7	2 159,3	146,2	19 030,4	7 640,2	2 385,7	
	2013	489,4	135,9	217,7	106,9	3,0	2 201,1	142,9	17 130,2	7 507,4	2 408,6	
	2014	500,4	135,8	228,9	101,7	3,2	2 327,6	148,6	19 235,0	7 528,7	2 137,8	
	2015	515,4	141,6	232,3	96,6	3,9	2 304,3	147,2	20 584,0	7 863,4	1 925,2	
	2016	511,6	141,8	228,1	98,2	4,7	2 202,4	136,4	21 796,7	7 785,8	2 077,9	
	2017	521,2	143,8	233,7	96,5	5,7	2 201,7	133,4	21 200,0	7 448,3	2 425,6	
		a keletkezett trágya potenciális energiatartalma, PJ (saját számítás)										össz. PJ
trágya energiatartalma, PJ	2010	0,44	0,18	1,98	0,10	0,00	1,84	0,33	0,80	1,04	0,00	6,69
	2011	0,43	0,17	2,03	0,09	0,00	1,70	0,32	0,93	1,03	0,45	7,16
	2012	0,46	0,19	2,07	0,10	0,00	1,71	0,30	0,76	1,02	0,48	7,10
	2013	0,48	0,19	2,12	0,10	0,00	1,75	0,30	0,64	1,01	0,48	7,08
	2014	0,48	0,19	2,23	0,10	0,00	1,85	0,31	0,78	1,01	0,43	7,38
	2015	0,50	0,20	2,24	0,09	0,00	1,83	0,31	0,85	1,05	0,39	7,47
	2016	0,51	0,20	2,18	0,09	0,00	1,75	0,28	0,94	1,04	0,42	7,42
	2017	0,51	0,20	2,22	0,09	0,01	1,76	0,28	0,92	1,00	0,49	7,48

Forrás: KSH és saját számítás

Számításaink eredménye azt mutatja be, hogy mennyi elméleti energiatartalma annak a trágyának, ami a nagylétszámú állattartó telepeken keletkezett az elmúlt években. Vessük ezt most össze azzal az adattal, hogy mennyi energiát használtak fel a már meglévő mezőgazdasági biogáz erőművek ebben az időszakban. Sajnos közvetlenül ilyen adat nem található sem a KSH, sem a MEKH közléseiben. A MEKH közlése alapján annyit lehet tudni, hogy a mezőgazdasági ágazatban működő biogáz erőművek összesített villamosenergia kapacitása 85,94 MW, az éves kihasználási óraszámok pedig 3300 és 4200 óra között voltak. Ezért ezekből az adatokból végeztünk becslést arra vonatkozóan, hogy a már működő biogáz telepek mekkora hányadát hasznosították a trágya potenciális energiatartalmának. Ezt mutatjuk be a következő táblázatban.

40. TÁBLÁZAT: A MEZŐGAZDASÁGI SEKTORBAN MEGLÉVŐ 85,94 MW BEÉPÍTETT BIOGÁZ ERŐMŰ KAPACITÁS BECSÜLT PRIMERENERGIA FELHASZNÁLÁSA KÜLÖNBÖZŐ KIHASZNÁLTSÁG ÉS HATÁSFOK PARAMÉTEREK ESETÉN

különböző kihasználtságok, üzemóra/év	3300	4200	7500
termelés, MWh	283 602	360 948	644 550
primerenergia 38% hatásfok mellett, PJ	2,69	3,42	6,11
primerenergia 40% hatásfok mellett, PJ	2,55	3,25	5,80
a potenciális rendelkezésre álló energia bio-gáz célra felhasznált hányada, %	36,2%	46,1%	82,3%
	34,4%	43,8%	78,1%

Forrás: saját számítás

A táblázat utolsó két sorában összevetettük ezt a primerenergia-becslést a gazdasági szervezetek állattartó telepein keletkező trágya energia potenciáljával. Láthatjuk, hogy a MEKH által közölt kihasználtság mellett a meglévő biogáz erőművek a potenciál harmadát, esetleg közel a felét használják fel. Ha a kihasználtságuk növekedne, akkor akár a potenciál háromnegyedét, 80-82%-át is energiatermelésre használhatnák.

Erre a megfigyelésre alapozzuk prognózisunk első fázisát. Feltételezzük, hogy a meglévő biogáz létesítmények kihasználtsága javul. Két módszertani megjegyzés ezzel kapcsolatban.

- Ezzel a feltevessel egyenértékű eredményt ad, ha azt feltételezzük, hogy a meglévő biogáz erőművek kihasználtsága nem javul ugyan, de a ki nem használt potenciálra hasonlóan alacsony kihasználtságú biogáz erőművek települnek.
- Mivel a gazdasági racionalitás ezt diktálja, feltesszük, hogy a legjobb adottságú állattartó telepeken létesültek a már beépített kapacitások, és egyúttal azt az implicit feltevést is tesszük, hogy ezeken a vélhetőleg kedvező adottságú telephelyeken a meglévő biogáz létesítmények (fermentorok, biogáz motorok) műszaki, gazdasági avulását követően is folytatódik a trágya biogáz célú hasznosítása, vagyis a már meglévő eszközöket folyamatosan megújítják.

Prognózisunk második fázisa az állattartásra és az abból származó trágyára vonatkozik. A 2030-ig szóló előrejelzésünk a következő feltevésekkel készült.

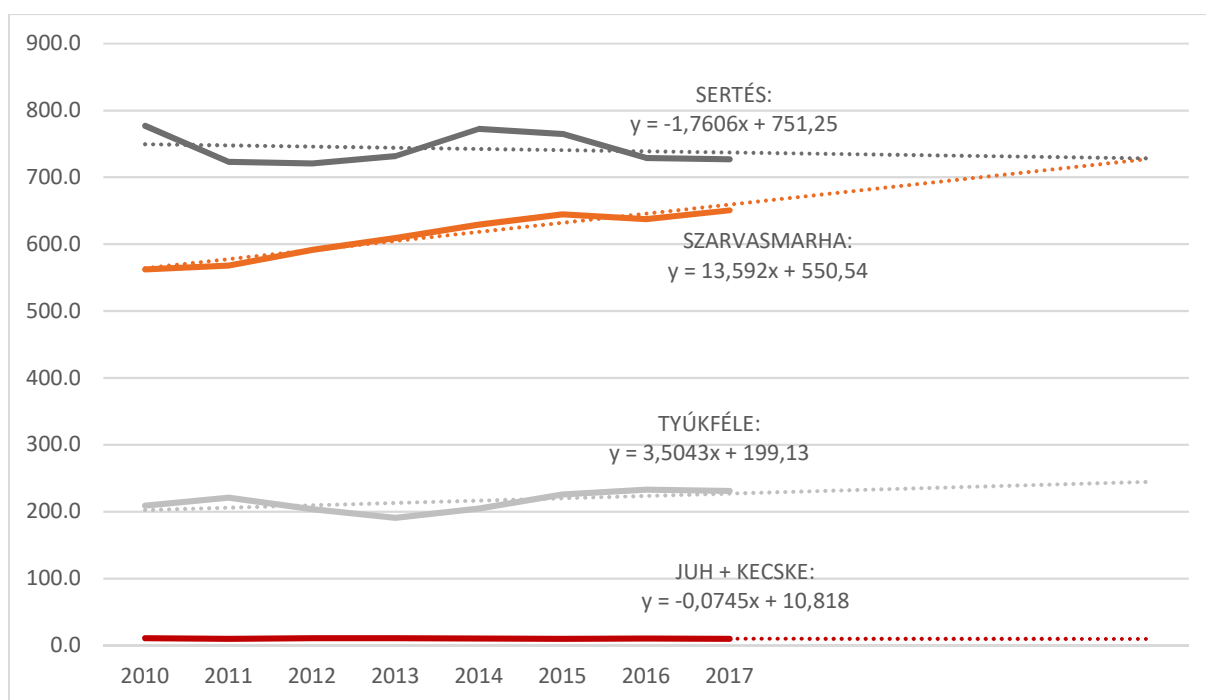
- **Biogáz üzemek magas kihasználtsággal.** A MEKH által közölt 3300 és 4200 órás kihasználtságokat nem tartjuk racionálisnak. Ennyivel nem méretezhetők túl a gépeket a trágya mennyiségéhez képest. Ha pedig ott a biogáz üzem, akkor azt minél nagyobb kihasználtsággal érdemes járatni. Iparági interjúkban üzemeltetők bőven 7000 órás vagy afölötti kihasználtságokról számoltak be. Ezért a prognózisban csak a racionálisnak tekinthető 7500 órás kihasználtságból becsülhető primer energia felhasználási adatot fogjuk használni.
- **Csak a 'Gazdasági szervezetek'.** A prognózis megmarad a 'Gazdasági szervezetek' által működtetett állattartó telepek kategóriájában. Ezzel kizárjuk az 'Egyéni gazdaságok' által működtetett telephelyeket és korábbi becslésünk szerint kizárjuk az 500 nagyállat egységnél kisebb állattartó telepeket is. Ezáltal konzervatív becslést adunk a trágyában elérhető biogáz potenciálra, mert a

technológia fejlődése és a szakpolitikai eszközök (szabványok, normák, adók, támogatások) ennél szélesebb körben is megvalósíthatóvá tehetik a biogáz beruházásokat a következő bő évtizedben. Idézzük fel, hogy a magyarországi állatállomány negyedét 100-500 LSU közötti, még szintén nagy telepeken tartják. Mivel ezt a kört teljesen kihagyjuk, prognózisunk óvatos alsóbecslésnek tekinthető.

- **Csak az istállózott állomány.** A prognózisból kizártuk a vélhetőleg nem istállózott állományokat. Ez nem jelent nagy sokaságot.
- **Szarvasmarha** - Magyarországon nem jellemző a szarvasmarha legelőn tartása. Ennek két fő oka van. Az egyik a legelőterületek korlátozott elérhetősége, ami kevésbé fizikai, mint inkább minőségi korlátot jelent. A magyarországi éghajlati és időjárási viszonyok, azon belül is a kedvezőtlen csapadékeloszlás miatt a legelők az év nagy részében nem alkalmasak arra, hogy folyamatosan megújuló takarmányt biztosítsanak. Másik a tejelő marhaállomány magas aránya a szarvasmarha állomány hasznosítás szerinti fajtaösszetételében. A tejelő szarvasmarha tartás technológiája napi 2-3-szori fejés mellett csak az istállózott tartást teszi lehetővé. A húsmarha állományra kevés adat érhető el, de a húscélú állomány is nagyrészt istállózott. Csak a tehén állomány járhat ki legelőre, és csak az év pár hónapjában. A KSH adatai alapján a gazdasági szervezeteknél levő összes tehén állomány 20-24%-a húshasznú. Évi három hónapos legelőn tartást feltételezve a biogáz termelés számára így elvesző trágyamennyiség energiatartalma évente 0,1 PJ-nak becsülhető. Ezek alapján a prognózis készítése során figyelmen kívül hagytuk a húshasznú tehenek korlátozott legeltetését, és a teljes szarvasmarha állományt istállózottnak, a trágyáját biogáz célra elérhetőnek tekintettük. Ezzel az egyszerűsítéssel kb. évente maximum 1,5%-kal becsüljük túl a trágyából elérhető energia mennyiségét.
- **A sertés és a szárnyas baromfi** - ezek tartása gyakorlatilag teljes egészében istállózott vagyis a trágya biogáz termelésre szintén jól hasznosítható. Az istállózott telepeken a trágya viszonylag gyorsan, magas szervesanyag tartalommal kerülhet a fermentorokba, így az ilyen állattartó telepeken viszonylag magas metán kihozatali arányok érhetőek el.
- **A juh** tartása kevésbé jellemző erre a gazdálkodói körre, de ott azt feltételeztük, hogy az állomány egy része az év nagyobb részét legelőn tölti (a juh legelővel kapcsolatos igényei jóval szerényebbek a szarvasmarhánál). Mivel csak az anyajuh – és összes juh adatok álltak rendelkezésre, ezért csak az anyajuh állomány istállózását feltételeztük. Ezzel vélhetőleg alulbecsültük az istállózott juh trágya mennyiségét.
- **A kecske** estében azt feltételeztük, hogy a teljes állomány tejelő célú, ezért kizárólag istállózott tartásban van, vagyis a trágya elvileg felhasználható.
- **Lineáris trendek.** Ennek a munkának a keretében fundamentális ágazati kutatásokra nem volt lehetőség. A prognózishoz ezért statisztikailag becsültük az állatállomány alakulásának elmúlt időszaki trendjeit. Azt találtuk, hogy egyedül a

szarvasmarha állomány növekszik dinamikusán. A juh és kecske állomány stagnál, a tyúkfélék állománya kismértékben növekszik, a sertés állomány pedig kismértékben csökken. Minden fajtánál lineáris trendfüggvényeket illesztettünk az elmúlt időszak állományi létszám adatokra, és ezen lineáris trendfüggvények alapján becsültük az állományi létszám alakulását 2030-ig. A következő ábrán a trendek összehasonlíthatósága érdekében nagyállat egységbe számoltuk át a fajta állományokat.

25. ÁBRA: NAGYÁLLATEGYSÉGBEN (EZER LSU) KIFEJEZETT ÁLLATÁLLOMÁNYOK ALAKULÁSA, LINEÁRIS TRENDILLESZTÉS

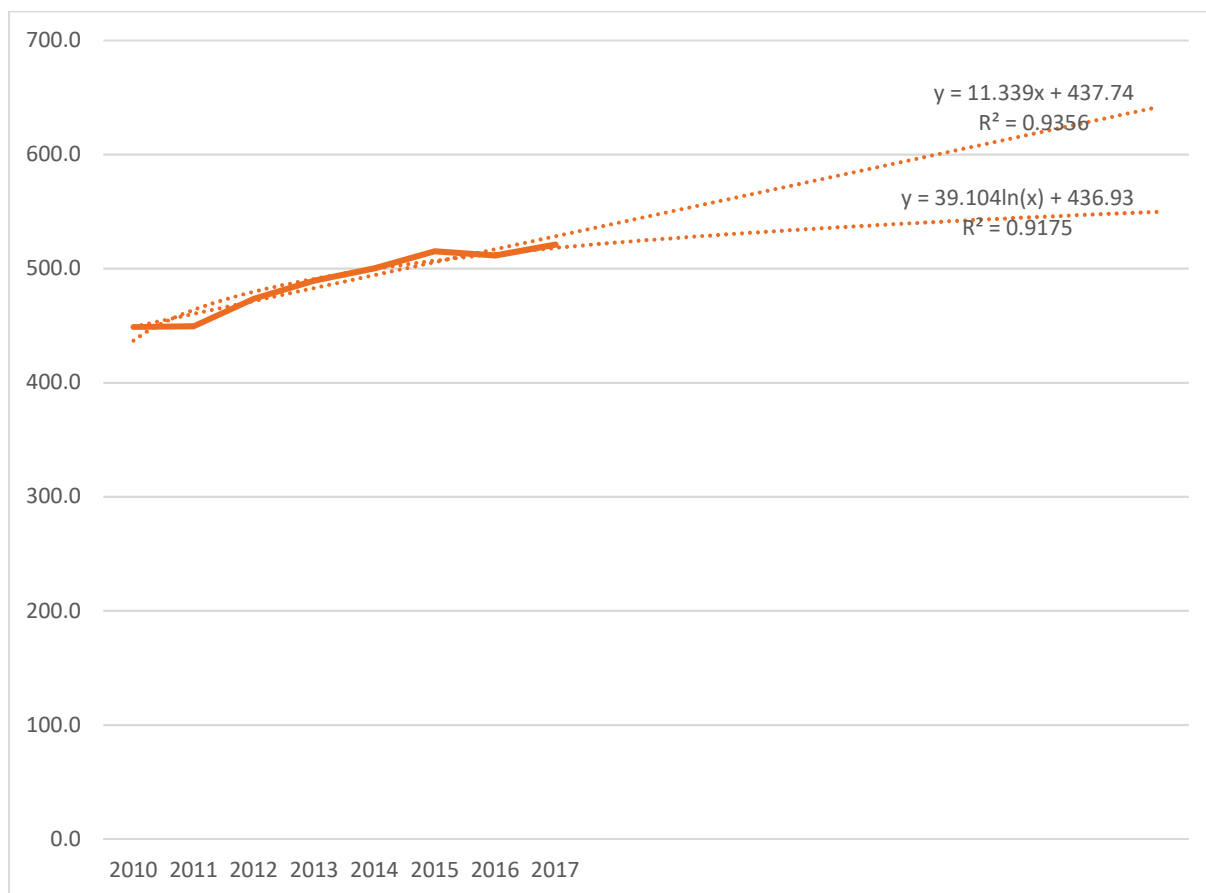


Forrás: KSH és saját számítás

- **A szarvasmarha esetében logaritmikus trend kontrol.** Mivel a szarvasmarha állományra illeszthető lineáris trendfüggvénynek a legnagyobb a meredeksége, ezért fontosnak tartottuk, hogy elemezzük a növekedés okait, és esetlegesen egy telítődési folyamatot feltételezve a prognózist egy logaritmikus szarvasmarha állomány előrejelzéssel készítsük el. A növekedés mögött legerősebbnek azt az összetétel hatást találtuk, hogy 2014 és 2017 között csökkenő tejelő tehénállomány (négy év alatt mintegy 3%-os csökkenés) mellett a húshasznú tehénállomány alacsony bázison, de gyors ütemben növekedett (négy év alatt mintegy 21%-os növekedés). Sajnos sem hosszabb időszorra, sem a teljes húshasznú állományra nem találtunk KSH adatot, így ezen négy év alapján mindössze annyit tudunk mondani, hogy a teljes szarvasmarha állomány növekedése mögött valószínűleg a húshasznú állomány növekedése áll. Húsmarha illetve marhahús termelési, belföldi és export értékesítési statisztikát sajnos sem a KSH-nál sem az EUROSTAT-nál nem találtunk az elmúlt 4-5 évre vonatkozóan. Ezért csak feltételezni tudjuk, hogy a húshasznú marhatenyésztés vélhetőleg a tejhasznútól eltérően inkább nemzetközi piacokra értékesít, ezért elképzelhető,

hogy a növekedés hosszabb időtávon is folytatható telítődés nélkül. Erre a következtetésre juthatunk akkor is, ha felidézzük a fejezet elején közölt állatállomány sűrűségi indexet, ami azt mutatja, hogy európai összevetésben Magyarországon az egy hektárra jutó nagyállat létszám alacsonynak számít. A következő ábrán a két általunk számított szélsőséges növekedési pályát mutatjuk be: a lineáris és a logaritmikus trendfüggvényt.

26. ÁBRA: A SZARVASMARHA ÁLLOMÁNY ELŐREJELZÉSE LINEÁRIS ÉS LOGARITMIKUS TRENDFÜGGVÉNNYEL (EZER DB)



Forrás: KSH és saját számítás

- A két trendvonal jelzi a várható állományalakulás szélső értékeit. Stagnáló tejelő állomány és az eddigi ütemben növekvő húshasznú állomány adja a lineáris trendet, a logaritmikus trend pedig azt feltételezi, hogy a következő évtizedben telítődik és leáll a húsmarha állomány növekedése is.

A következő táblázatban összefoglaljuk az állatállomány alakulására készített prognózisból a fentiek alapján kiszámított trágya alapú energiapotenciált. Az elmúlt évek trágyavolumenéből historikus energiapotenciált számítottunk, és a meglévő mezőgazdasági biogáz erőművek termelési adataiból három változatban számoltuk ki a hasznosított energiapotenciált.

41. TÁBLÁZAT: A TRÁGYAHASZNOSÍTÁS ENERGIAPOTENCIÁLJA

PJ	historikus potenciál		hasznosított potenciál		
			alacsony	mérsékelt	magas
			34%	46%	82%
2010	6,93		2,38	3,19	5,70
2011	7,39		2,54	3,41	6,08
2012	7,35		2,53	3,38	6,04
2013	7,33		2,52	3,37	6,03
2014	7,64		2,63	3,52	6,29
2015	7,75		2,67	3,57	6,38
2016	7,72		2,65	3,56	6,35
2017	7,79		2,68	3,59	6,41
2018	6,93	7,87	2,70	3,62	6,47
2019	7,39	7,94	2,73	3,66	6,53
2020	7,35	8,01	2,75	3,69	6,59
2021	7,33	8,08	2,78	3,72	6,65
2022	7,64	8,15	2,80	3,75	6,70
2023	7,75	8,22	2,83	3,79	6,76
2024	7,72	8,29	2,85	3,82	6,82
2025	7,79	8,36	2,88	3,85	6,88
2026	7,78	8,44	2,90	3,89	6,94
2027	7,81	8,51	2,92	3,92	7,00
2028	7,84	8,58	2,95	3,95	7,06
2029	7,87	8,65	2,97	3,98	7,11
2030	7,89	8,72	3,00	4,02	7,17
	log	lin	lin	lin	lin

Forrás: saját számítás, a hasznosítási arányok a MEKH közlések alapján becslve

Az 'alacsony' és a 'mérsékelt' scenáriókat ebben a legnagyobb létszámú telephelyekre korlátozott prognózisban nem tartjuk racionálisnak, ahogyan azt már jeleztük, ezért csak a 'magas' kihasználtsághoz tartozó becslést és a maximális trágya mennyiségből származó becslést használjuk a prognózis készítéséhez.

9.2.2. SZALMA

A szalmában rejlő biogáz potenciál becslését ebben a munkában két szakaszra bontjuk. Először becsüljük a magyarországi biogáz üzemekbe jelenleg is bekerülő szalma mennyiségét és metánhozamát, valamint a jelenlegi technológia szintjén kiaknázatlanul maradó szalma eredetű potenciált. Ezután a technológia fejlődését feltételezve az újonnan létesíthető biogáz üzemekben a szalma növekvő arányú felhasználását tételezzük fel, és így becsüljük a szalma-biogáz potenciált 2030-ig.

Az optimálisan bekeverhető szalma mennyiségét az optimális bio-metán fermentációhoz szükséges receptúrákból kiindulva visszafelé számolva kaphatjuk meg. (Wellinger et al (2013), Igoni et al (2008), Risberg et al (2018))

A trágya és a szalma szén, nitrogén, szervesanyag és szárazanyag tartalmából kiszámoltuk, hogy természetes mértékegységben (nyers vagy nedves tonna) a trágya volumenekhez mekkora szalma volumenek keverhetők be. A következő táblázatban összefoglalva közöljük az állatállomány prognózisból kiszámított trágya mennyiségeket és a bekeverhető szalma volumen alsó és felső értékének közelítő becslését.⁵²

42. TÁBLÁZAT: A NAGY ÁLLATTARTÓ TELEPEKRE ELŐREJELZETT ÖSSZES TRÁGYA ÉS ANNAK BIOGÁZ FERMENTÁCIÓJA SORÁN BEKEVERHETŐ ÖSSZES SZALMA ELŐREJELZÉSE, EZER TONNA

	trágya	7% szalma	10% szalma
	ezer t	ezer t	ezer t
2018	11 503	805,2	1 150
2019	11 622	813,6	1 162
2020	11 741	821,9	1 174
2021	11 860	830,2	1 186
2022	11 979	838,5	1 198
2023	12 098	846,9	1 210
2024	12 217	855,2	1 222
2025	12 336	863,5	1 234
2026	12 455	871,8	1 245
2027	12 574	880,2	1 257
2028	12 693	888,5	1 269
2029	12 812	896,8	1 281
2030	12 931	905,1	1 293

Nézzük meg, hogyan viszonyul ez a szalma mennyiség a szántóföldi gabonatermesztésből származó szalma volumenéhez. A becsléshez a megtermelt gabona mennyiségéből indulunk ki, majd két fontos korlátozó feltevést kell bevezetnünk:

- **A betakarított gabona tömegéből a betakarított szalma tömeg csak bizonytalansággal együtt becsülhető.** Ez azt jelenti, hogy a szakirodalomban szereplő arányszámokban is van szórás, mert különböző talajokon és időjárási viszonyok

⁵² A trágya mennyiségét az állatállományra illesztett lineáris trendfüggvény felhasználásával becsültük. A trágya és a szalma elérhetőségére vonatkozóknak a szcenáriók miatt és az áttekinthetőség érdekében a továbbiakban a lineáris becslésnél maradunk. Természetesen elvégezhetők a számítások azzal a logaritmikus trendfüggvénnyel is, amit a növekvő szarvasmarha állomány esetleges későbbi telítődése miatt becsültünk.

mellett a különféle gabonafajták eltérő szalma tömeget produkálnak. A prognosztizált időszakra az irodalomban szereplő szalma hányad becslést alkalmaztuk (1:0,62) (Meyer et al (2018)) a szórást pedig két kisebb arányszámmal vettük be a modellbe (1:0,52, 1:0,42).

- **A szalma versengő felhasználási lehetőségeit is figyelembe vettük.** A legfontosabb ezek közül, hogy a megművelt talajok szervesanyag utánpótlása érdekében a szalma bizonyos hányadát a szántóföldön hagyják. A biogáz termelés szempontjából az is versengő célnak tekinthető, ha kisebb élettartó telepekre eladják alomnak, mert ha ott a kis állatlétszám miatt nincs biogáz létesítmény, akkor a szalma elvész a biogáz hasznosítás számára. A biogáz célra felhasználható szalma hányadára a következő arányszámokat használtuk: 90%, 70%, 50%.

A következő táblázatban összefoglaljuk, hogy milyen feltevéseket alkalmaztunk a betakarított gabona tömegének szalma hányadára és a biogáz potenciál szempontjából elvesző versengő felhasználások arányára.

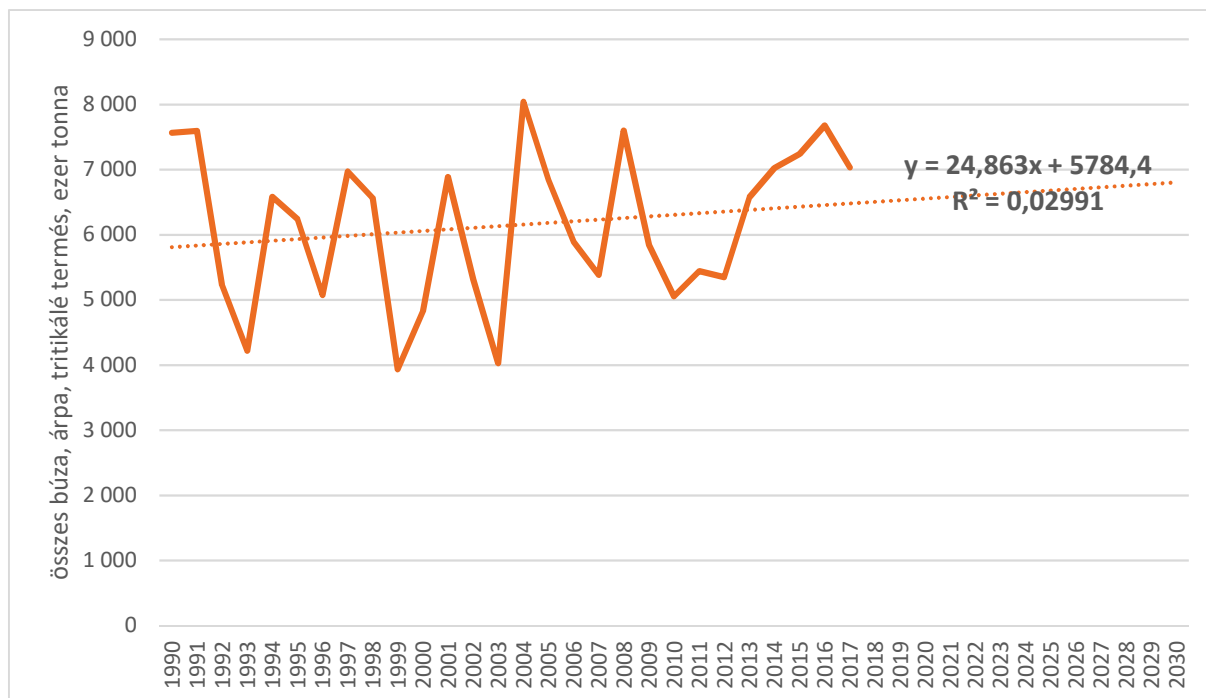
43. TÁBLÁZAT: A SZALMA TERMÉSRE ÉS AZ ENERGIATERMELÉSRE FELHASZNÁLT HÁNYADRA VONATKOZÓ FELTEVÉSEINK

		a megtermelt szalma energia-termelésre használt hányada		
		90%	70%	50%
a szalma tömegaránya a gabona terméséhez képest	62%	0,558	0,434	0,310
	52%	0,468	0,364	0,26
	42%	0,378	0,294	0,210

A scenáriók közül hárommal dolgozunk tovább, a mindkét dimenzióban a legmagasabb, a legalacsonyabb és a közepes-közepes szalma mennyiséget feltételező változatokkal. Ezzel a három arányszámmal fogjuk kiszámolni a gabonatermésből biogáz termelésre felhasználható szalma mennyiségét. Ehhez először prognózist kell készíteni a gabonatermelésre.

A következő ábrán látjuk a három legfontosabb szántóföldi gabonanövény (búza, árpa, tritikálé) termésének alakulását és a legjobban illeszthető lineáris trendfüggvényt.

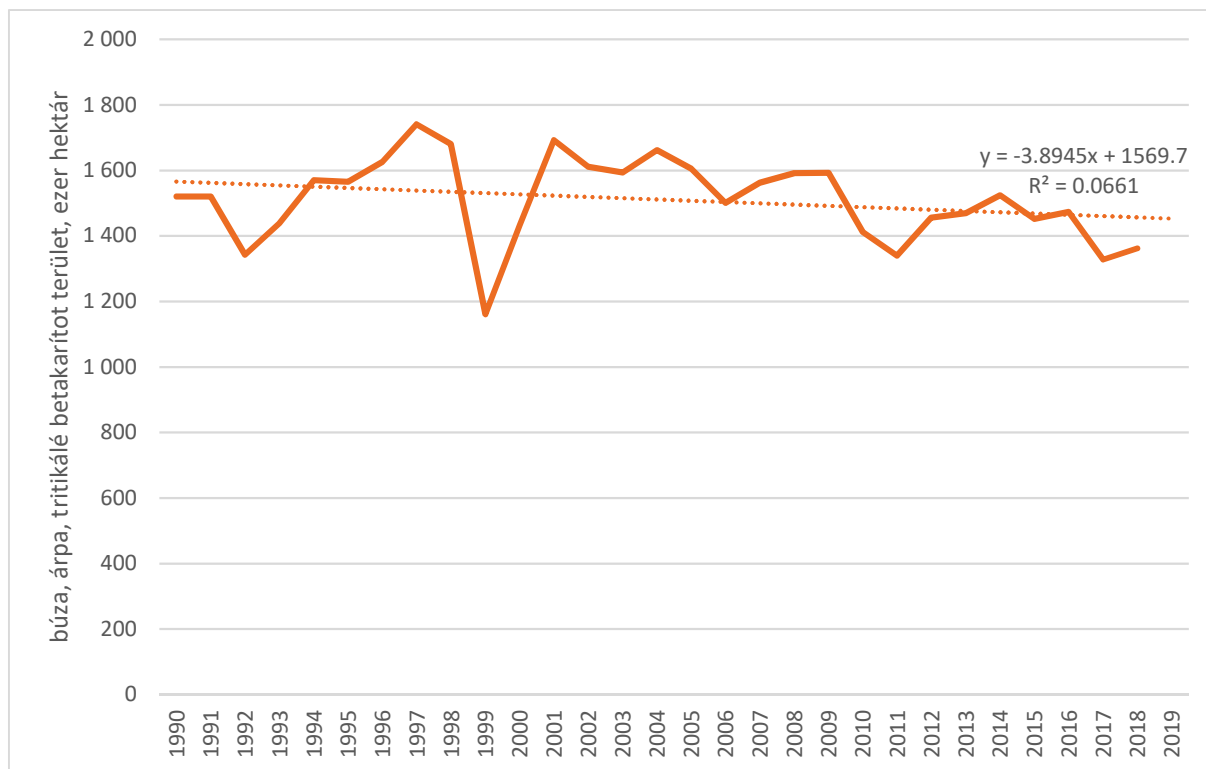
27. ÁBRA: SZÁNTÓFÖLDI GABONANÖVÉNYEK ÉVENTE BETAKARÍTOTT TERMÉSE 1990-2017, EZER TONNA



Forrás: KSH

Az időjárás miatt ingadozó termésmennyiség ellenére egyértelműen növekszik a három vizsgált gabonanövény termése. A lineáris trendfüggvényt használjuk az előrejelzéshez. Alátámasztja a trend fenntarthatóságát, hogy a folyamatosan növekvő termés mennyiségeket folyamatosan csökkenő vetésterületről takarították be, ahogy a következő ábrán bemutatjuk.

28. ÁBRA: SZÁNTÓFÖLDI GABONANÖVÉNYEK BETAKARÍTOTT TERÜLETE, 1990-2017, EZER HEKTÁR



Forrás: KSH

A két trend együttes értelmezése az lehet, hogy a fajtanemesítés és a termesztés technológiai fejlődése folyamatosan növeli a fajlagos hozamokat. Ezeknek a hatásoknak a fennmaradására számítunk, ezért a gabonatermés előrejelzését a becsült trendfüggvény alapján végezzük.

A következő táblázatban bemutatjuk, hogy az így előrejelzett gabonatermés alapján mi a várakozásunk a biogáz termelés számára rendelkezésre álló szalma mennyiségére és annak energiapotenciáljára vonatkozóan.

**44. TÁBLÁZAT: A SZÁNTÓFÖLDI GABONANÖVÉNYEK TERMÉSÉRE VONATKOZÓ PROGNÓZIS
ÉS AZ ABBÓL BECSÜLT, BIOGÁZ CÉLRA FELHASZNÁLHATÓ SZALMA MENNYISÉGE ÉS
ENERGIA POTENCIÁLJA**

	gabona termés	betakarítható és energiatermelésre fel- használható gabonaszalma scenáriók			gabonaszalma potenciális metánho- zama scenáriók szerint		
		magas	közepes	alacsony	magas	közepes	alacsony
	ezer t	ezer t	ezer t	ezer t	PJ	PJ	PJ
2018	6 481	3 616	2 359	1 361	26,3	17,1	9,9
2019	6 505	3 630	2 368	1 366	26,4	17,2	9,9
2020	6 530	3 644	2 377	1 371	26,5	17,3	10,0
2021	6 555	3 658	2 386	1 377	26,6	17,3	10,0
2022	6 580	3 672	2 395	1 382	26,7	17,4	10,0
2023	6 605	3 686	2 404	1 387	26,8	17,5	10,1
2024	6 630	3 699	2 413	1 392	26,9	17,5	10,1
2025	6 655	3 713	2 422	1 397	27,0	17,6	10,2
2026	6 679	3 727	2 431	1 403	27,1	17,7	10,2
2027	6 704	3 741	2 440	1 408	27,2	17,7	10,2
2028	6 729	3 755	2 449	1 413	27,3	17,8	10,3
2029	6 754	3 769	2 458	1 418	27,4	17,9	10,3
2030	6 779	3 783	2 468	1 424	27,5	17,9	10,3

Ezek a szalma mennyiségek még az 'alacsony' scenárióban is magasabbak, mint amit a biogáz termelés szempontjából ideális bekeverési arány eléréséhez szükséges mennyiségekre számítottunk ki a trágya-szalma bekeverési modellben.

**45. TÁBLÁZAT: A 7-10%-OS SZALMAFELHASZNÁLÁS ÉS A LEGÓVATOSABB SZALMA
PROGNÓZIS VISZONYA**

	'alacsony' szalma szce- náríó	7% szalma bekeverés	10% szalma bekeverés
	ezer t	ezer t	ezer t
2018	1 361	805,2	1 150
2019	1 366	813,6	1 162
2020	1 371	821,9	1 174
2021	1 377	830,2	1 186
2022	1 382	838,5	1 198
2023	1 387	846,9	1 210
2024	1 392	855,2	1 222
2025	1 397	863,5	1 234
2026	1 403	871,8	1 245
2027	1 408	880,2	1 257
2028	1 413	888,5	1 269
2029	1 418	896,8	1 281
2030	1 424	905,1	1 293

Vagyis a rendelkezésre álló szalma mennyisége a legóvatosabb prognózisunk szerint is várhatóan jóval több, mint amennyit a trágyával történő optimális együtt-fermentálás révén biogáz termelésre lehet felhasználni. Vegyük azonban észre, hogy milyen magas a szalmában rejlő energia potenciál. Még úgy is elérheti a 15 PJ-t, ha a szalma felét a szántóföldön hagyják.

9.3. ÖSSZEFOGLALÁS

A mezőgazdasági biogáz potenciálbecslés a legnagyobb állattartó telepeken keletkező trágya és az abból nyerhető legtöbb metán optimális fermentációjához szükséges szalma mennyiségek alapján készült. A potenciál becslésben szereplő állatállomány nagyállategységben az országos állománynak mintegy 60%-át teszi ki. Az optimális bekeverési hányadból kiszámított szalma mennyisége a szántóföldi gabonatermesztésből származó, országosan betakarított szalmának mindössze a 18-34%-a – scenáriótól függően. A következő két táblázatban foglaljuk össze 'optimista' és a 'racionális' prognózisainkat.

Az 'OPTIMISTA' prognózis azt feltételezi, hogy a prognózisban szereplő legnagyobb állattartó telepeken felhasználják biogáz termelésre a náluk keletkező összes trágya mennyiséget. Mivel a prognózisban az országos haszonállat állománynak csak a 60%-a szerepel, és ezt az állományt viszont koncentrált telepeken tartják – legalább 500 nagyállat egységnek megfelelő létszám telepenként – ezért ez a feltevés nem irreális. Ezeken a telepeken már ma is komplex trágyakezelési rendszerek működnek, ezek kiegészítése anaerob metán fermentorokkal gazdaságilag is ésszerű lépés lehet. Ebben nagy szerepe juthat a környezetvédelmi szabályozásnak. Ehhez a maximális trágya mennyiséghez a modellben 10% tömegarányban tettünk szalmát az optimális metán fermentáció érdekében.

46. TÁBLÁZAT: MEZŐGAZDASÁGI BIOGÁZ POTENCIÁL, OPTIMISTA FORGATÓKÖNYV

	trágya becs- lés	szalma beke- verés szce- nárió	metán kihozatal		
OPTIMISTA	LIN max, fel- használt/po- tenciális: 100%	10%	trágyából	szalmából	összesen
	ezer tonna	ezer tonna	PJ	PJ	PJ
2018	11 503	1 150	7,87	8,4	16,23
2019	11 622	1 162	7,94	8,4	16,38
2020	11 741	1 174	8,01	8,5	16,54
2021	11 860	1 186	8,08	8,6	16,70
2022	11 979	1 198	8,15	8,7	16,86
2023	12 098	1 210	8,22	8,8	17,01
2024	12 217	1 222	8,29	8,9	17,17
2025	12 336	1 234	8,36	9,0	17,33
2026	12 455	1 245	8,44	9,1	17,49
2027	12 574	1 257	8,51	9,1	17,64
2028	12 693	1 269	8,58	9,2	17,80
2029	12 812	1 281	8,65	9,3	17,96
2030	12 931	1 293	8,72	9,4	18,12

A mezőgazdasági szektor biogáz potenciáljára vonatkozó prognózisunk másik változatát 'RACIONÁLIS'-nak neveztük el. Ebben a forgatókönyvben azt akartuk megragadni, hogy a keletkező trágya potenciális, elvi maximumot jelentő mennyiségének mekkora részét lehet racionálisan biogáz termelésre fordítani. Ezt a tényleges hányadot pedig úgy közelítettük meg, hogy megbecsültük, mekkora részét használják fel a már meglévő mezőgazdasági biogáz üzemek a maximálisan rendelkezésre álló trágyának.

Ehhez a biogáz erőművek kihasználtságát évi 7500 órának, villamos energia termelésük hatásfokát pedig 38%-nak vettük. Így a 2016-ban meglévő 85 MW beépített kapacitással 6,1 PJ trágyából származó primerenergia felhasználást becsültünk. Az állatállományi adatokból számításaink szerint a rendelkezésre álló összes trágya energia potenciálja 7,4 PJ volt, vagyis a felhasznált és a potenciálisan rendelkezésre álló energia aránya 82,3% volt. Ezt racionalitási proxy-ként használjuk fel a felhasznált energia potenciál becslésére, vagyis a maximálisan rendelkezésre álló trágya 82,3%-át használjuk fel a forgatókönyvben biogáz termelésre.

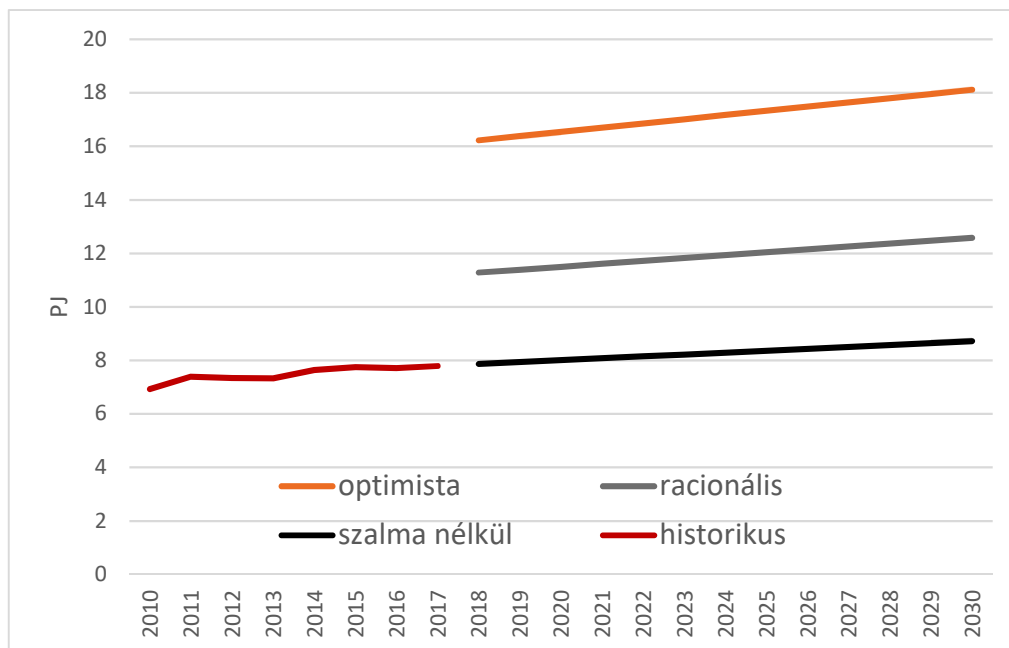
A szalma bekeverést ebben a forgatókönyvben 7%-osnak feltételeztük tömegarányban, ami az optimális metán fermentációhoz vélhetőleg minimálisan szükséges mennyiség.

47. TÁBLÁZAT: MEZŐGAZDASÁGI BIOGÁZ POTENCIÁL, RACIONÁLIS FORGATÓKÖNYV

	trágya becs- lés	szalma beke- verés szce- nárió	metán kihozatal		
RACIONÁLIS	LIN magas, felhasz- nált/poten- ciális: 82%	7%	trágyából	szalmából	összesen
	ezer tonna	ezer tonna	PJ	PJ	PJ
2018	9 462	662	6,47	4,8	11,28
2019	9 560	669	6,53	4,9	11,39
2020	9 658	676	6,59	4,9	11,50
2021	9 756	683	6,65	5,0	11,61
2022	9 854	690	6,70	5,0	11,72
2023	9 951	697	6,76	5,1	11,83
2024	10 049	703	6,82	5,1	11,93
2025	10 147	710	6,88	5,2	12,04
2026	10 245	717	6,94	5,2	12,15
2027	10 343	724	7,00	5,3	12,26
2028	10 440	731	7,06	5,3	12,37
2029	10 538	738	7,11	5,4	12,48
2030	10 636	745	7,17	5,4	12,58

Végül egyetlen ábrában összefoglaljuk az általunk kiemelt két potenciál előrejelzést, és együtt ábrázoljuk ezekkel a szalma nélküli teljes trágya alapú energia potenciál historikus és előrejel-
zett alakulását.

29. ÁBRA: A MEZŐGAZDASÁGI BIOGÁZTERMELÉS ENERGIA POTENCIÁLJÁNAK HISTORIKUS ÉRTÉKEI ÉS ELŐREJELZÉSE



Az általunk 2016-ra becsült tényleges felhasználás értéke 6,1 PJ, ami a trágyában rejlő teljes potenciál 82%-ának kihasználását jelenti. Az ábra jól érzékelteti a szalma bekeverésben rejlő energia potenciált is.

9.3.1. EREDMÉNYEINK ÖSSZEVETÉSE A SZAKIRODALOMBAN TALÁLT ELŐREJELZÉSEKKEL

Az utolsó táblázatunk azt foglalja össze, hogy előrejelzésünk hogyan viszonyul a frissebb szakirodalomban fellelhető hasonló mezőgazdasági biogáz potenciál becslések eredményeihez. Két 2018-as cikk előrejelzési elemeit hasonlítjuk össze a REKK becsléseivel.

48. TÁBLÁZAT: A REKK PROGNOZIS ÖSSZEVETÉSE A SZAKIRODALOMMAL

		REKK becslés			A.K.P. Meyer et. al. (2018)		
		felső	középső	alsó	felső	középső	alsó
szarvasmarha	PJ	4,16	3,42		4	3	3
sertés	PJ	2,00	1,65		1	1	1
szárnyas	PJ	2,47	2,03		2	2	1
szalma	PJ	9,4	3,12	1,80	23	17	12
		REKK becslés			Scarlati et al. (2018)		
összes trágya	PJ	8,72	7,17		8,74		
teljes potenciál	PJ	18,12			13,9		
realisztikus potenciál	PJ	12,58			9,3		

Forrás: A.K.P Meyer et. al. (2018) és Scarlati et. al. (2018)