

A megújuló energia termelési és tárolási lehetőségei, valamint ezek gazdasági hatásai Magyarországon

Németh, Márton

Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem

nemeth.marton@vik.bme.hu

ÖSSZEFOGLALÓ

A Magyarország számára legfontosabb megújulóenergia-termelési eszközöket tekinti át e tanulmány a magyarországi alkalmazásuk megtérülésének és potenciáljának figyelembevételével. Elemzi a nap-elem, a szélturbinák, a geotermikus erőművek, illetve a biomassza-erőművek megtérülési mutatóit. A szerző megállapítja, hogy magyar viszonylatban a napelemes termelés valóban a leggazdaságosabb megújulóenergia-előállítási módszer, ám további terjedését gátolja a piaci visszahatás, a hálózati problémák, továbbá az időjárás-függőség. E problémáknak egyik lehetséges megoldása a villamos energia tárolása. A tárolási módok közül áttekintjük a konvencionális megoldásokat, amelyek többé-kevésbé piacérettek; ezek a szivattyús tározós erőmű, az akkumulátor, a hidrogén-előállítás és a hőerőművel kombinált hőtároló. Ahhoz, hogy e tárolási módszerek megtérülését vizsgálni tudjunk, készítettünk egy egyszerű számítógépes szimulátort, amely képes meghatározni a tárolók használatából eredő hozzávetőleges jövedelmet a volatilisen változó árak mellett. A magyar adatokból kiindulva szimulációk segítségével meghatároztuk a különböző energiatárolók gazdasági mutatóit. A számítások eredménye alapján gazdaságilag javasolható legalább egy szivattyús tározós erőmű üzembe helyezése, vagy hőtároló kialakítása a Paks 2. atomerőműhöz kapcsolódóan.

KULCSSZAVAK: megújulóenergia-termelés, energiatárolás, költségelemzés

JEL-KÓDOK: Q21, Q42

DOI: https://doi.org/10.35551/PSZ_2022_3_2

A karbonsemleges energiatermelés a jelenlegi és a következő évtized egyik legnagyobb feladata. Ezt mutatja az Európai Parlament és Tanács 2018/2001 irányelve (Tanács, 2018), miszerint az EU teljes energiafogyasztásának 32 százalékát megújuló energiaforrásokkal kell fedezni, és az energiahatékonyság növelésével együtt a szén-dioxid-kibocsátást 40 százalékkal kell csökkenteni az 1990-es állapothoz képest. Ennek megújításaként jelent meg az európai zöld megállapodás (Bizottság, 2020), amely szerint a szén-dioxid-szint csökkentésének új célja 2030-ra legalább 55 százalékos mértékű. Az EU-s direktíva, valamint a zöld megállapodás alapján minden tagországnak saját energiastratégiát kellett alkotnia, amit Magyarország is megtett. Az ITM által kiadott Nemzeti energiastratégiában a kormány az 1990-es évhez képest 40 százalékos csökkenést vetít előre az üvegházhatású gázok kibocsátásában, aminek alapszámait az országgyűlés a 2020/LXIV. törvénybe foglalta.

A Klíma- és Természetvédelmi Akcióterv szerint Magyarország villamosenergia-termelése 90 százalékban karbonsemleges lesz, és a napelemek beépített kapacitása 6400 MW-ra (csúcsteljesítménye megfelel 3 paksi erőműnek) növekszik 2030-ra. A 2040-re vonatkozó tervek között szerepel a napenergia részesedésének további növelése 12 000 MW csúcsteljesítményig. A magyar energiapolitikai szándék jelenleg elsősorban a napelemes kapacitás felfuttatását tűzte ki célul. Így ugyan elérhető a villamosenergia-termelésben a 30 százalékos, majd 2040-re a körülbelül 40 százalékos megújuló részarány, ám a termelés időjárásfüggése mindenképpen komoly kockázatot és költségeket jelent. Ahogy az időjárásfüggő megújuló energia részaránya emelkedik, úgy kell gondoskodni alacsony kihasználtságú tartalék erőművekről és az energia tárolásáról. Ha a karbonmentes erőművi termelés (időjárásfüggő és -független megújulók és az atom-

erőművek) meghaladja a felhasználást, akkor a fölösleget exportálni, a termelést csökkenteni, vagy az energiát tárolni kell. Mivel a napelemes kapacitás nemcsak Magyarországon, hanem a környező országokban is jelentősen növekedni fog, a kényszerű termelés kiesés és az export pénzügyi szempontból várhatóan hasonló veszteségeket okoz majd. A probléma enyhíthető egyrészt az időjárásfüggő megújuló energiaforrások minél szélesebb diverzifikációjával (akár határon túlnyúlóan is), másrészt a tárolás megoldásával. Először a hazánkban nagyobb mennyiségben elérhető megújuló energiaforrásokat vesszük sorra, elsősorban annak árára, fenntarthatóságára és energiabiztonsági szerepére koncentráva. Keressük a választ arra a kérdésre, hogy milyen módon növelhető gazdaságosan a megújuló energia részaránya Magyarországon. A válasz a fenntartható energiatermelés kulcsa, másrészt amíg ezt esetleg nem sikerül elérni, segíthet a gazdasági ösztönzők kialakításában úgy, hogy az minél kevesebb közpénzt igényeljen.

A gazdaságos technológiák azonosításához sorba vesszük a megújuló energiatermelési módokat, megbecsüljük a nemzetközi és a magyar tapasztalatok alapján azok főbb gazdasági mutatóit, majd ugyanezt elvégezzük a tárolási lehetőségekre vonatkoztatva is. A tanulmánynak nem célja, hogy a jövőbeli árakat megbecsülje, csak a jelenlegi döntési lehetőségeket és azok vizsgálatát tartalmazza.

A MEGÚJULÓ ENERGIA LEHETŐSÉGEINEK ÁTTEKINTÉSE MAGYARORSZÁGON

Módszerek

A megújulóenergia-termelés gazdasági mérőszámainak meghatározása egyes esetekben viszonylag könnyű, mert a megépült erőművek száma statisztikailag évről évre eléri a pon-

tos elemzéshez szükséges szintet. Más esetekben ehhez kevés a beruházások száma. Ha a helyi statisztika nem érhető el, a nemzetközi tapasztalatokat, statisztikát használjuk a költségbecsléshez. A becsléssel vagy statisztikából megállapítandó mérőszámok: a tőkeköltség (CAPEX), a működési költség (OPEX) és az élettartam (esetleg alkatrészek szerinti bontásban). A megújuló energia gazdasági elemzésében a leggyakoribb mérőszám az ún. élettartamra vonatkozó fajlagos energiaköltség (LCOE – levelised cost of electricity); ennek számítási módja:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \frac{\sum_{t=1}^{LT} OPEX_t}{\sum_{t=1}^{LT} (1+d)^t}}{\frac{\sum_{t=1}^{LT} E_t}{\sum_{t=1}^{LT} (1+d)^t}}$$

ahol LT az élettartam, aminek minden évre összegezzük a kifejezéseket, E_t a t évben termelt energia mennyisége (kWh), d pedig a hozam elvárt kamatlába, amit legjobban a súlyozott átlag tőkeköltséggel lehet becsülni. Ez a megközelítés azonban hibás, mert a tőkeköltségen felül (ellentétben más befektetésekkel) itt jelentős amortizációs költséggel is számolni kell, vagyis az élettartam után feltételezzük, hogy a befektetett eszközök megsemmisülnek. A súlyozott tőkeköltség általában üzleti titoknak minősül, ezért nagyon nehéz becsülni, de az AURES EU-s projekt keretében sikerült felmérni a mértékét (Roth et al., 2021); a számított kamatlábakat ebből a tanulmányból kinyerhetjük. Az avulási költségeket lineárisan számoljuk, és az OPEX-be építjük be.

Az LCOE kiszámításával megkapjuk azt az átvételi árat, amivel a befektetők profitja az elvárt szintet eléri. A LCOE feletti eladási (Magyarországon átvételi) ár extraprofitot eredményez, így az átvételi árakkal a megújuló energiapiacot fűteni vagy lassítani lehet.

Napenergia

A napenergia használható közvetlenül elektromos energia termelésére (fotovoltaikus eszköz) vagy hőhasznosításra (naphő). Az utóbbi később átalakítható elektromos energiává, ezt nevezzük naphőerőműnek. Magyarország éghajlati viszonyai a naphő elektromos felhasználását nem teszik lehetővé, ezért Magyarország elektromosenergia-termelésében a napelemes termelés a főszerep. A napelem aktuális termelése a felületére jutó fényenergiától függ, ezért termelése idő- és időjárásfüggő. Összehasonlításképpen egy 1 kW csúcsteljesítményű napelem (1 kWp) termelési görbéjét mutatjuk be télen az 1. ábrán, illetve nyáron a 2. ábrán. Olyan termelési görbét kerestünk, ahol az időjárási viszonyok ideálisak. A napi termelés a téli napfordulókör 3 kWh volt, a nyári napforduló környékén 6 kWh.

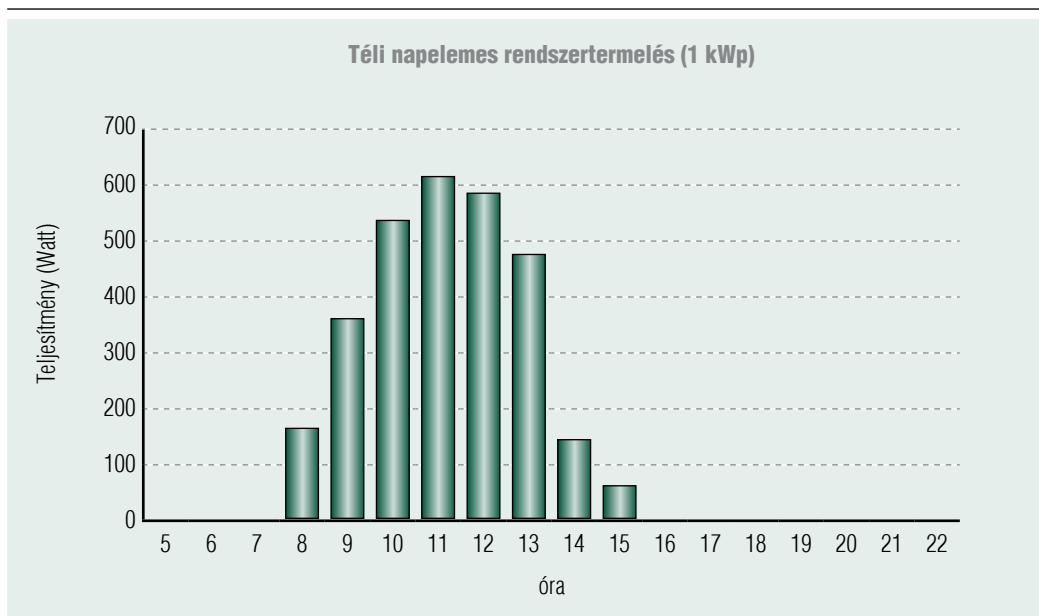
A napelem termelése (10 százalék fölött) télen 7–8, nyáron 11–12 órára korlátozódik. Bizonytalanságot jelent az időjárásfüggés, felhős időben a napelem termelése a napos időhöz képest néhány századára is eshet. A havi termelés becsülhető a PVGIS rendszert használva (Rusen, 2020). A szimulált termelési adatok ideális (déli irány, 35 fokos dőlés) beépítés esetén a 3. ábrán láthatók, megadva a becsült szórást is. Az éves energiatermelés 1200 kWh-nak adódik (Budapesten). Definiáljuk a kihasználtság mérőfokát az éves átlagos teljesítmény és a névleges teljesítmény hányadosaként. Ha ezt kiszámoljuk napelemekre, akkor 13 százaléknak adódik.

Egy naperőmű költségeiben az alábbi fő elemekkel számolhatunk:

- Napelempanel (energiatermelő egység),
- Tartószerkezet,
- Inverter (az energia hálózatra táplálását szolgálja),
- Csatlakozási költségek,
- Földterület,
- Építmények, kerítés.

1. ábra

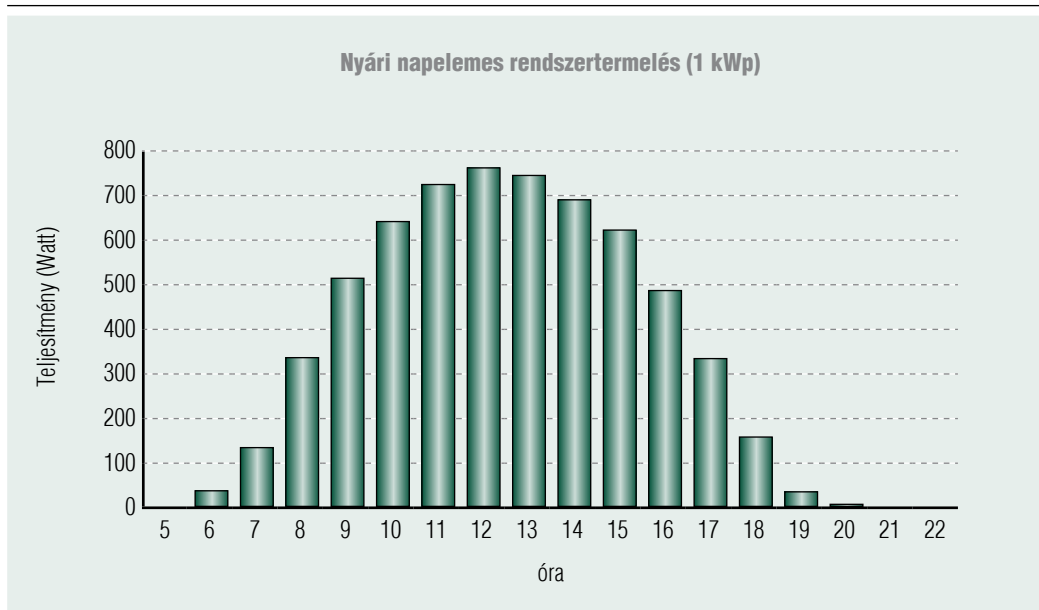
**EGY 1 KW NÉVLEGES TELJESÍTMÉNYŰ NAPELEM TERMELÉSE 2014. 12. 21-ÉN,
TISZTA IDŐBEN (PVGIS, 2022)**



Forrás: saját szerkesztés

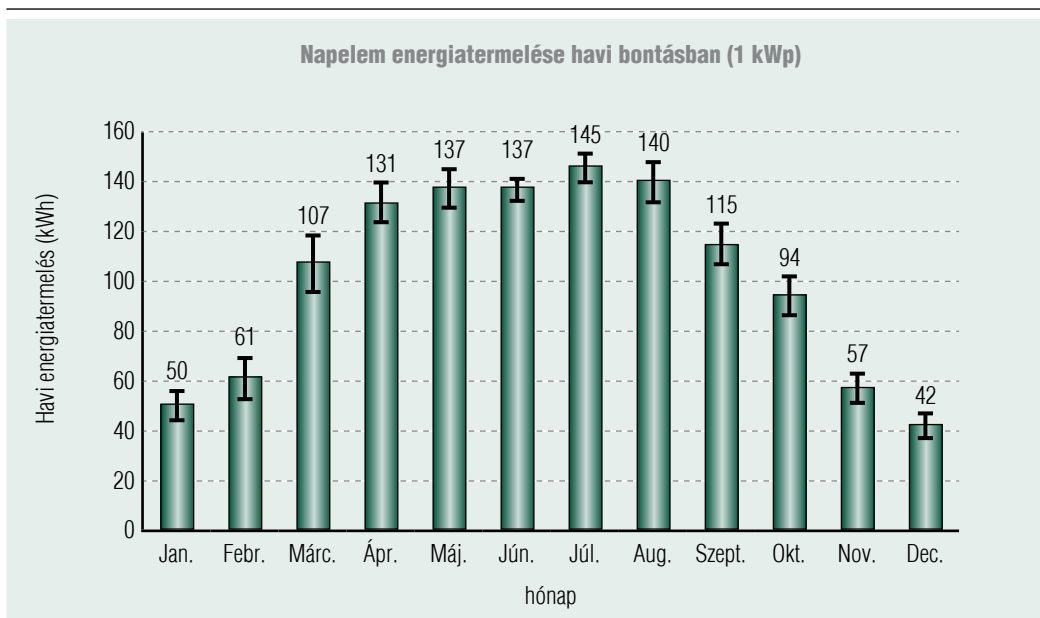
2. ábra

**EGY 1 KW NÉVLEGES TELJESÍTMÉNYŰ NAPELEM TERMELÉSE 2013. 06. 13-ÁN,
TISZTA IDŐBEN (PVGIS, 2022)**



Forrás: saját szerkesztés

A NAPELEMES ENERGIATERMELÉS ÉVES BECSÜLT ÉRTÉKE 1 KW CSÚCSTELJESÍTMÉNYŰ NAPELEMES RENDSZER ESETÉN



Forrás: saját szerkesztés

A 2022-es piaci viszonyok alapján a monokristályos napelempanelék ára legalább 240 €/kWp. A tartószerkezet további mintegy 80 €/kWp, az inverter ára körülbelül 70 € kilowattónként. Ezenfelül kb. 60 € kW-onként elszámolható a vezetékekre, kiegészítőkre, szerelésre, az adminisztrációra és tervezésre. Erőművi méret esetén a profitmaximalizálás érdekében a napelemek számát mintegy 30–40 százalékkal megnövelik (ez a panel és a tartó árában jelentkezik), mivel így a kapacitáskihasználást magasabb szinten lehet tartani, miközben a többi összetevő ára nem változik. A költségelemeket az 1. táblázat tartalmazza.

A csupasz naperőműnek körülbelül 540–600 €/kWp a bekerülési költsége. Ehhez adódik a transzformátorok, csatlakozóvezetékek és kiegészítők bekerülési és telepítési költsége, a területbérlet, amiből nagyjából 0,022 ha/kWp szükséges, továbbá a különböző kiszolgálóegységek, valamint az útépítés költsége. A napele-

mes rendszer költsége erőművi méretben (5–10 MW) körülbelül 700–850 €/kW (IRENA, 2021). A naperőművek elhelyezése kiemelt fontosságú, mert ideális esetben nemcsak megközelíthetőnek kell lennie közúton, de a közelben alkalmas távvezetéknek is lennie kell, tipikusan 1 km-en belül. Fontos, hogy a vezetékekre csatlakoztatható legyen a tervezett teljesítmény. Ebből a szempontból az ideális helyek száma egyre fogy. Az EON által kiadott térképek alapján pl. az észak- és dél-dunántúli területeken a már megvalósított és az engedélyezett kiserőművek miatt a nem zárolt terület nagyjából a teljes terület 10 százalékára csökkent (EON, 2022). Ennek oka, hogy egyre kevesebb az alkalmas hálózati erőforrás.

A karbantartás és adminisztráció költsége évente nagyjából 10 €/kW. Az avulásnál figyelembe kell venni a várható élettartamot, ami az inverternél 10 év (10%), egyéb összetevőknél 25–30 év, valamint a napelemek teljesítmény-

A NAPELEMES RENDSZER ÖSSZETEVŐI

Költségelem	Ár (€/kWp)	Forrás
Napelemmodul	190–280	PV-magazine, 2021, ellenőrizve: (Alibaba, 2022)
Tartószerkezet	50–110	IRENA, 2021, ellenőrizve: (Alibaba marketplace, 2022)
Inverter	60–80	IRENA, 2021, ellenőrizve: (Europe solarshop webshop, 2022)
Karbantartás és adminisztráció, telepítés	75–100	IRENA, 2021
Csatlakozási költségek	20–120	IRENA, 2021, ellenőrizve: ENERTECH Hungária Kft. (általános információ telefonos megkeresésre)

Forrás: saját szerkesztés

csökkenését (0,5–1 százalék évente) (Skoczek, 2009). Összességében 3,3 százalékos avulási rátát feltételezve, a tőkeköltséget a megadott forrás alapján 5 százaléknak tekintve az LCOE érték 5 eurócent/kWh. Ez körülbelül 18 Ft/kWh, ami kicsit magasabb, mint a METÁR-tenderen kialakult átvételi árak. Ebből arra a következtetésre juthatunk, hogy a napenergiás befektetést garantált átvételi árral kiemelkedően alacsony kockázatúnak ítéli meg a piac. Ez visszajelzés továbbá arra, hogy a METÁR megfelelően működik.

Az előbbi példa egy 2–10 MW teljesítményű, rögzített elrendezésű napelemparkot feltételezett. Jelenleg a napelemmel gazdaságosan beépíthető terület (szabad távezeték-kapacitás) szűkül, így a kapacitáskihasználási arányt növelni tudó megoldások egyre jobban elterjednek. Az ilyen napelemes rendszerek hozama akár 60 százalékkal is magasabb lehet, miközben a csúcsteljesítmény nem változik. Ilyen megoldás a napelemek számának növelése, de a K–NY-i irányú elrendezés és a napkövetés is. Ezeknek a technológiáknak az alkalmazásával (többletbefektetés és karbantartási költségek

mellett) többlehozam érhető el, miközben a megújuló teljesítmény időben jobb elosztásban jelentkezik. A bekerülési költségek közül a napelemmodulok, a tartószerkezet, a telepítés és a kiegészítők ára növekszik, ezek átszámítása után mind a napkövető, mind a K–NY-i tájolás megtérülési mutatói hasonlóak a fix déli telepítés megtérülési mutatóihoz. Ezek telepítése elsősorban ott javasolt, ahol a terület, de még inkább a csatlakoztatható csúcsteljesítmény korlátozott. Az utóbbi évek METÁR-tendenciái alapján látszik, hogy egyre inkább elterjednek, ahogy a megfelelő telepítési helyszínek fogyatkoznak.

A napelemek alkalmazásánál nem szabad elfelejteni, hogy azok közvetlenül olyan hálózatra táplálnak, amelyen fogyasztók is vannak, akiket sem minőségi sem ellátásbiztonsági kár nem érhet. A napelemek termelésével – mivel azok általában a közép- vagy kisfeszültségű, azaz egyedileg nem szabályozható hálózatra táplálnak – számolni kell a feszültség szint változásával. Amíg ez a változás tűrőhatáron belül marad, nincs szükség hálózatfejlesztésre, de ez határt szab a napelemes erőművek terjedé-

sének. Várhatóan a nagyfeszültségű hálózatra új állomásokot kell létesíteni, vagy bővíteni, erősíteni kell őket. A hálózat erősítésének költsége körülbelül 20–30 €/kW-ra tehető, de ez a napelem-kapacitással növekszik (Holweger, 2022), ami az LCOE költséget körülbelül 0,2 centtel növeli.

A napelemes energiatermelés további költsége, hogy megfelelő teljesítményű, nem időjárásfüggő erőművet kell rendszerben tartani, hogy az energiaellátás folyamatos legyen. Ezek nem lehetnek tartalék erőművek, hiszen minden nap termelniük kell, de a kapacitáskihasználtságuk csökken, ami a termelt áram fajlagos költségeit növeli. A kihasználatlan kapacitás ára attól függ, hogy milyen erőműtípust választunk példának. Mivel Magyarország energiastratégiája ilyen célra a földgázalapú termelést részesíti előnyben, két kombinált ciklusú gázturbina esettanulmányán keresztül becsüljük meg ennek költségét. Az EIA (U.S. Energy Information Administration) által közölt esettanulmányok alapján (Sargent & Lundy, L.L.C. to U.S. Energy Information and Administration, 2019) a gázturbina bekerülési költsége kb. 900 €/kW, termeléstől független éves költsége 13 €/kW. Éves szinten, 2,5 százalékos amortizációval számolva 1 kW teljesítmény rendszerben tartásának költsége 35 €. A napelemek kapacitáskihasználtsága 13–19 százalék (technológiától és túlméretezéstől függően), így a gázerőmű termelékieséséből adódó hálózati költség 4–6 € kW-onként évente. Ez LCOE-értékként kifejezve 1–1,5 cent a naperőmű által megtermelt kWh-nként. A napelemek látens támogatási igénye legalább 1,2–0,7 eurócent minden megtermelt kWh-ra, ami kb. 25 százalékos támogatást jelent. Ez minden időjárásfüggő megújuló energiaforrásra, így a szélre is igaz. A gázerőművek szükségessége nemcsak abban áll, hogy az időjárás miatt kieső termelést pótolni tudják, de gyors reakcióidejüknek köszönhetően ezzel a villamos hálózat stabilitása is biztosítva van. A gázerőművek ki-

váltására tárolókat is alkalmazhatunk. Terv szerinti pótlás esetén, pl. éjszaka a teljesítmény természetesen más erőművekből is származhat (pl. biomassza), de a hagyományos fosszilis energia-hordozókkal előállított elektromos áram fajlagosan nagyobb üvegházhatásúgáz-kibocsátást és környezetszennyezést jelent.

Szélenergia

Magyarországon új szélenergia-termelő egységet a jogi korlátozások miatt 2010 óta nem adtak át. Magyarország energiastratégiája nem is számol különösebben a lehetőséggel, ugyanis a teljesítménykapacitás kihasználása (21–26%) alacsonyabb a nemzetközi átlagnál (36%) (IRENA, 2021). 2010-ben még csak 27 százalék volt a globális átlag, amitől a magyar erőművek kevéssé tértek el, így vizsgálni kell, hogy a szél erőművek technológiai szintjének növelése vajon nem emelte-e meg a kapacitáskihasználási arányt magyar viszonylatban is. A kapacitáskihasználási arány növekedése mögött a szélturbinák lapátátmérőjének növekedése (2010: 80 m, 2020: 120 m), illetve a magasság növekedése (2010: 120 m, 2020: 200 m) áll. Az energiastratégia másik megfontolása a szélenergia-hasznosítás ellen, hogy az nem szabályozható. Ez a modern, viharvédelemmel ellátott turbinák esetében nem igaz (Amrane et al., 2021), mert már rendelkeznek azokkal az eszközökkel, melyek az ideálistól eltérő helyzetbe hozzák a turbina lapátjait.

A továbbiakban megvizsgáljuk, mekkora költséggel telepíthetők szélturbinák, illetve hogy milyen energiaárat lehetne elérni az alkalmazásukkal. 2020-ban Európában a szél erőmű létesítésének költsége átlagosan 1300 € volt névleges kWh-onként. Ez a naperőművekhez hasonlóan minden olyan költséget fedez, ami nem tartozik a hálózatfejlesztéshez. Konzervatív becslés szerint a kapacitáskihasználás megfelel az elmúlt évek átlagának (23,3%), hi-

szen a legjobb területek foglaltak, ám a technológia sokat fejlődött. Az éves karbantartási és felújítási kiadások 35–50 €-ba kerülnek névleges kW-onként. A szélturbinák élettartama tipikusan 20 év, (Ziegler et al., 2018), ami sok esetben meghosszabbítható, így 5 százalékos amortizációval számolunk. A számított LCOE érték 8,5 eurócent/kWh. Összevetve a napelemes energiatermelés esetén várható villamosenergia-árral, a szélenergia által termelt villamos energia lényegesen drágább, miközben időjárásfüggő tulajdonsága továbbra is fennáll. A szélenergiára számolt LCOE jóval magasabb, mint a nyugat-európai országokban tapasztalt érték. Ennek oka kettős: egyrészt nem vettük figyelembe a technológia fejlődésével járó kapacitáskihasználás növekményét (pl. Németországban a 2010-es 25 százalékról 2020-ra 35 százalékra nőtt), másrészt a tőkekölség (4%) jóval magasabb a nyugat-európai tipikus tőkekölségnél (1%). A szélerőművek telepítése mellett a legfontosabb érv az, hogy kapacitáskihasználási arányuk magasabb, mint a naperőművéké, és a tapasztalatok alapján leginkább a téli időszakban aktívak, így valamelyest kiegyensúlyozhatják a napelemes termelés évszakfüggő változásait. Ha a további tanulmányokból kiderül, hogy a kapacitáskihasználási arány jelentősen meghaladja az eddig ismerteket, akkor a szélerőmű-telepítés gazdaságilag megtérülő beruházás lehet, ami nagyjából úgy növeli a megújuló termelés részarányát, hogy közben a ritka egyidejű termelés miatt nem súlyosbítja a hálózati problémákat.

Geotermikus erőművek

A geotermikus energia szempontjából Magyarország helyzete jónak mondható, ám annak felszínre hozása drága és kockázatos vállalkozás. A geotermikus villamosenergia-termelő erőművekből két típus terjedt el, a közvet-

len gőztermelő és a hőcserélős. Az első esetben nagy hőmérsékletre (190 °C) van szükség az áramfejlesztéshez, de a jó hatásfok eléréséhez még ennél is magasabb hőmérséklet szükséges. Ehhez Magyarországon legalább 3–4 km mélységből kellene a vizet felhozni, aminek fúrás költsége legalább 3–5 milliárd forint (két lyuk esetén), ráadásul ilyen mélységekben a fúrás sikeressége fokozottan kétséges. Hagyományosan a geotermikus villamosenergia-termeléshez olyan vízadó réteget kell keresni, ami megfelelő mélységű a nagyobb hőmérséklet eléréséhez, és elegendően nagy felületű a folyamatos nagyenergiás termeléshez. Ehhez a terület feltérképezése és próbafúrások szükségesek. A kisebb hőmérsékletű források esetében a villamosenergia-termelés nem vizes közegben történik, onnan csak a hőelvételel valósítják meg egy hőcserélőn keresztül. Ilyen erőművek már gazdaságosan üzemeltethetők 120 °C víz-hőmérséklettel is. Nagy előnyük, hogy a fúróluk mélysége így nem haladja meg a 2 km-t, és a hatásfokuk kb. 15 százalék lehet (Altun & Kilic, 2020).

Nálunk jobb helyzetű régiók esetében a villamosenergia-termelésre létrehozott geotermikus erőművek költségei 2020-ban 2000–4000 €/kWp között mozogtak. A Magyarországon várható 4000–6000 €/kWp költség (hőcserélős erőművel) önmagában még nem feltétlen akadálya egy ilyen jellegű beruházásnak, de a kivitelezéssel kapcsolatos bizonytalanságok miatt a beruházás messze nem tekinthető kockázatmentesnek (Subir, 2016). A bizonytalanság ebben az esetben a fúrás sikerességén túl a kinyerhető vízhozammal, illetve a hőmérséklettel kapcsolatos. Ezért pl. a német kormány 0,25 €/kWh támogatást ad geotermikus erőművekhez annak ellenére, hogy egy sikeres projekt megtérülési mutatói enélkül is jók. A geotermikus erőművek üzemideje nem végtelen, mert a vízhőmérséklet idővel csökken; ennek oka, hogy általában nem elégséges a vízadó réteg hűtőanóplása. A tapasztalatok

szerint a hatásfok 25–50 év alatt olyan szintre esik, amit már nem éri meg áramtermelésre hasznosítani (Budisulistyo et al., 2017). Az ilyen erőművek ugyan megújuló energiaforrást használnak, de hosszú távon nem feltétlenül fenntartható az üzemeltetésük.

A hőcserélős erőművek kockázatai kisebbek, mert a fűrés mélysége jóval kisebb is lehet. Az egyetlen Magyarország területén üzemelő, elektromos energiát termelő geotermikus erőmű a turai, ami ugyancsak hőcserélős típusú. Összköltsége 5,5 milliárd forint volt, kapacitása 2,7 MW, vagyis kb. 2 millió forint kW-onként. 90 százalékos kapacitáskihasználás mellett a kitermelt energia 7800 kWh 30 éves élettartammal és a világátlag 100 €/kW/év fenntartási költségekkel számolva, így azt várhatjuk, hogy a kinyert villamos energia ára még a napelemekénél is alacsonyabb lesz. A nagy kockázat miatt az ilyen projektek finanszírozási költsége nagyon magas (Wall, 2017), WACC = 12–20 százalék. 15 százalékkal számolva az LCOE érték 11 eurócentnek adódik egy kWh-ra. A geotermikusenergia-termelés további előnye, hogy nem időjárásfüggő, gyakorlatilag egy átlagos erőmű rendelkezésre állásának megfelelő a kapacitáskihasználása. Ezenfelül jól szabályozható, és egyéb célra alkalmas mennyiségű (lakossági vagy ipari) hőenergiát is termel. A geotermikus energia hasznosítása azért lehet prioritás, mert nem szükséges sem tartalék kapacitást fenntartani, sem túltermelés esetére tárolókapacitást létrehozni. Ebben az értelemben az előállított energia ára már jelenleg is kedvezőnek mondható, a kockázatok eliminálása közösségi érdek. A kockázatok legnagyobb részét a fűrészt megelőző előkészületek és a fűrés teszi ki. A kockázat csökkenthető, ha a kezdeti lépések (pl. felmérés, feltáró fűrészek) már rendelkezésre állnak, vagy ezeket egy kockázati közösség vagy az állam szolgáltatja. Magyarországon a földtani rétegek a szénhidrogén-kitermelés miatt viszonylag jól dokumentáltak, a fűrészi adatok hozzáférhetőek.

Biomassza

A biomassza fogalma rengeteg energiahordozót takar – pl. energetikai célú növénytermesztés, tűzifa, mezőgazdasági melléktermékek, szennyvízből kinyerhető éghető gáz és szerves vegyületekből felszabaduló éghető gáz a szeméttelpeken. A melléktermékek felhasználása, különös tekintettel a metántartalmú gázelegyekre, gyakorlatilag kötelező feladat. A biomassza-termelés a későbbi energetikai célú hasznosítás érdekében több szempontból megfontolandó. A növénytermesztés energetikai hatékonysága 1–2 százalék körül mozog (napelem 20–22 százalék), az így nyert tüzelőanyag hagyományos hőerőgépekkel való felhasználása 15–32 százalékos hatásfokú. Kiemelt előny, hogy a rendelkezésre állás 90 százalék is lehet, a biomassza tárolható, és kiváló alapanyag bioüzemanyagok és biogáz előállítására is. A biomassza-alapú elektromosáramtermelés 2021-ben Magyarországon 282 MW beépített kapacitáson folyt (MAVIR, 2021), amiből 1988 GWh (MEKH, 2022) elektromos energiát állítottak elő. A megújuló energiaforrások közül Magyarországon a biomassza adja a legnagyobb részt, ez több mint 80 százalékban fűtőanyagként hasznosul. A biomassza-erőművek költségbecslésénél az egyik legfontosabb tényező a bekerülési költség, amely a nemzetközi tapasztalatok alapján 1500–5000 €/kW között mozgott (IRENA, 2021). A méretgazdaságosság ebben az esetben döntő, a nagyobb erőművek építése és üzemeltetése is fajlagosan olcsóbb. A számításához az európai átlag 3500 €/kW bekerülési értéket használjuk. Az erőmű tervezett élettartama legalább 40 év, állandó költsége a bekerülési költség 2–6 százaléka, ahol ismét a méretgazdaságosság dominál. A tüzelőanyag-költség előállított kWh-onként 1–6 eurócent, amiben nagy arányt képvisel a szállítási díj. Az 5 százalék tőkeköltséggel kalkulált elektromos áram előállítási ára 6–11 eurócent/kWh, ami 22–38 Ft/kWh-nak

felel meg. A legutóbbi METÁR-tenderen az átvételi ár 38,15 Ft volt. Fontos megjegyezni, hogy a biomassa tüzelőanyagú erőművek hatékonysága alapvetően alacsony, a technikától és a biomassa anyagától függően 15–30 százalék között mozog az elektromos energia előállítás tekintetében. Alacsony bekerülési költség érhető el, ha már nem működő barnakőszén- és ligniterőműveket átállítanak biomasszaüzemre, azonban ezeknek a hatásfoka alacsony. Kihasnálva azt a tényt, hogy a biomassa egyes esetekben könnyen gázosítható, vagyis megfelelő hőmérsékleten éghető gázalakul, kombinált ciklusú erőművek építhetők, amelyeknek a hatásfoka 35–45 százalék is lehet (Soltani et al., 2013). Lehetőség van a ciklus megszakítására is, így biogáz állítható elő, amiben az energia akár hosszú távon is raktározható.

A biomassa-potenciál, illetve a -kitermelés fenntartható szintjének becslése kifejezetten bizonytalan eredményt ad, ám a legtöbb becslés szerint ma kb. a teljes fenntartható potenciál felét használjuk ki (Dinya, 2010).

A biomassa kiváló kiindulási pont biogáz, illetve bioüzemanyag gyártásához, ezért a felhasználását elsősorban ott kell ösztönözni. Ha a villamosenergia-ellátás szempontjából tekintünk a biomasszára, akkor ez egy olyan kvázi-karbonsemleges energiaforrás, ami alkalmas az energiaellátás egyenetlenségeinek elsimítására. Ehhez fontos, hogy minél nagyobb hatásfokú, illetve gyors reagálású erőműveket használjunk.

A MAGYARORSZÁGI MEGÚJULÓVILLAMOSENERGIA-ELLÁTÁS LEHETŐSÉGEINEK ÖSSZEFOGLALÁSA

Olyan megújuló energiaforrásokat vizsgáltunk, amelyekben Magyarországon jelentős növekedés érhető el. Megállapítottuk, hogy legol-

csóbban napelemekkel lehet villamos energiát előállítani, azonban az időjárásfüggő természetük miatt nem lehet kizárólag erre támaszkodni. A további karbonsemleges technológiák alkalmazásán felül az elektromos elosztóhálózat jelentős fejlesztése és az energiatárolás megoldása is szükséges. A 2. táblázatban összefoglaljuk a tanulmányozott megújuló energiaforrások tulajdonságait.

A legfőbb megújuló energiaforrások fenntarthatósági kérdései

A napelemek alkalmazásánál a környezeti szempontból legfontosabb kérdés a napelemcellák gyártása és újrahasznosítása, mivel a tartószerkezet és a kiszolgáló egységek hagyományos anyagokból épülnek fel (réz, üveg, alumínium, vas), amelyeknek az újrahasználata vagy a hasznosítása meg van oldva. A szilícium alapanyagú cellák gyártása azonban erősen környezetkárosító: nagy mennyiségű energia, víz és nagy tisztaságú alapanyagok szükségesek hozzá. Az előállítás és szállítás során különböző üvegházhatású, savas esőt okozó, illetve mérgező gázok és oldatok keletkeznek. Ezenkívül az előállítással jelentős mennyiségű veszélyes (oldott) hulladék keletkezik, pl. higany, ólom, acetone, toluol stb. Ezek ártalmatlanítása jelentős erőfeszítést igényel, ami komoly versenyelőnyhöz juttatja azokat a vállalatokat, amelyek nem tartják be az előírásokat, vagy azokat az országokat, ahol az előírások kevésbé szigorúak. A gyártás során keletkező környezeti ártalmak csökkentése érdekében a legfontosabb az újrahasznosítás megoldása. Az EU ide vonatkozó irányelve szerint a napelemeket be kell gyűjteni, és újra kell hasznosítani, ám jelenleg ez elsősorban az alapanyagokra bontást jelenti. Az alapanyagokra bontás azonban nem a leginkább környezetkímélő megoldás, mert a napelem degradációja elsősorban a bevonatokon keletkezik. Ez egy olyan laminált rétegrend,

A TANULMÁNYOZOTT MEGÚJULÓ ENERGIAFORRÁSOK TULAJDONSÁGAI

	LCOE (Ft/kWh)	Kockázat	Hálózati költség	Kiaknázási korlátok
Napelem	16–20	Alacsony	Magas	Korlátlan
Szélturbina	28–33	Alacsony	Magas	Mérsékeltlen korlátozott
Geotermikus	38–50	Magas	Alacsony	Korlátozott
Biomassza	22–38	Alacsony	Alacsony	Korlátozott

Forrás: saját szerkesztés

amely a fényt az aktív zónába juttatja, másod-sorban pedig az elektromos kontaktokon jelentkezik. A bevonatok eltávolítása kémiai, termikus és mechanikai tisztítással történik, ami újabb környezeti terhelést jelent. Jelenleg nem ismert pontosan a napelemek degradációjának minden aspektusa, de más félvezetőipari tapasztalat alapján (LED) valószínű, hogy a hatékonyság csökkenésében a hőmérséklet, a páratartalom, a beérkező UV-sugárzás mennyisége, illetve az összes átfolyt áram játszik kulcsszerepet. Ezzel kapcsolatban további kutatás szükséges. Ha az előző megfontolások igazak, akkor a napelemcellák élettartama bizonyos körülmények között (pl. hideg és száraz éghajlaton) jóval 25–30 év fölé emelkedik. A környezeti ártalmak csökkentéséhez a következő lépésekkel lehet eljutni:

- ▶ A napelemek leszerelése csak jelentős teljesítménycsökkenés esetén engedhető meg;

- ▶ A leszerelt modulok celláit és kötéseit minősíteni kell. Amit lehet, változtatás nélkül, vagy minimális változtatással (pl. újraforrasztással) újra fel kell használni;

- ▶ A megmaradt hulladékot kezelni vagy újrahasznosítani szükséges.

A keletkező felújított napelemek forgalomképesek, bár életidejük várhatóan elmarad az új napelemekétől.

Ha szélerőművekről van szó, a körkörös gazdálkodás legnagyobb kihívása a szél-erőművek lapátjának anyaga, ami tipikusan

szén- vagy üvegszálás kompozit. A többi elem újrahasznosítása megoldható. A lapát anyagának újrahasznosítása mechanikai vagy kémiai úton történik. Az előbbi esetben őrléssel olyan granulátum hozható létre, ami mechanikailag hasonló tulajdonságú, mint az eredeti anyag; ez adalékanyagként használható aszfalt- vagy betonszerkezetekhez. A kémiai eljárás során magas hőmérsékleten a szálerősített műanyag alkotórészeit nyerik ki, azonban ez gyengébb minőségű anyagot ad, és további jelentős energiabefektetést is igényel. A hőmérséklet emelésével az alkotórészek további bomlásával éghető gázok nyerhetők. Jelenleg a legelterjedtebb eljárás a hulladéklerakókban való elhelyezés.

A geotermikus energia fenntarthatósága több szempont mérlegelését igényli. Az egyik a környezeti hatások, ami főleg a gáz halmazállapotú anyagok kibocsátását jelenti (elsősorban kén-hidrogén és kén-oxidok), ezek visszajuttatása a keletkező légbuborék miatt nem lehetséges. A további környezeti hatások technológiafüggők. Az energiatermelés szempontjából az erőművek általában olyan anyagokból épülnek fel, amelyeknek meg van oldva az újrahasznosítása. Az alacsony hőmérsékletű erőművekben a munkaközeg szivárgása okozhat problémát, mivel ezek általában erősebb üvegházhatású gázok (mint a klímaberendezésekben). A hagyományos kitermelés és visszajuttatás általában nem jelent különösebb kockázatot, de

újabbán a rétegrepsztesés eljárás (HDR-Hot Dry Rock) is elterjedt. Ennek a lényege, hogy egymástól akár kilométerekre elhelyezett kutak között rétegrepsztesés eljárással megfelelő utat törnek a víznek, ami felveszi a kőzet hőjét. Ennek az eljárásnak a kockázat-haszon elemzése ellentmondásos.

A geotermikus energia fenntarthatóságával kapcsolatos további probléma, hogy gazdasági megfontolásból több hőt vesz ki a rendszerből, mint amennyi pótlódik. Ezért a nap- és szélenergiával ellentétben a kinyerhető teljesítmény idővel csökken, a regenerációs idő pedig a projektek élettartamán is jóval túlmutat.

A biomassza fenntarthatósága elsősorban a felelős és megújuló erdőgazdálkodáson múlik. Magyarország megújuló biomassza-potenciáljáról, ahogy az előző fejezetekben is szerepelt, ellentmondásos tanulmányok jelentek meg. További környezetvédelmi és fenntarthatósági kérdéseket jelent a tökéletlen égés során keletkező gázok semlegesítése, ami a faelgázosításos eljárással jelentősen csökkenthető, ráadásul ez együtt jár a határfok növekedésével is.

Energiatárolási lehetőségek

Energiatárolási lehetőségeken olyan műszaki megoldásokat értünk, amelyek alkalmasak az energia rövidebb-hosszabb idejű tárolására (órás, hónapos időtáv). Ezekből szinte minden héten újabb és újabb koncepciók születnek, de az életképességük sokszor kérdéses. Kiszámítjuk, milyen kapacitású tárolóra lesz szükség az időjárásfüggő megújuló gazdaságosabb kihasználása érdekében a 2030-as (6400 MW beépített naperőműves teljesítmény) és 2040-es (12 000 MW napelemes teljesítmény) évre. A sokféle energiatárolási megoldás közül a jelenleg standardként kezelt szivattyús tározós erőművet, az akkumulátort, a zöldhidrogén-előállítás, illetve az olvadtó-tárolót vesszük górcső alá.

Módszerek

Az időjárásfüggő megújulóenergia-termelés egyik jelentős kérdése, hogyan lehet a megtermelt többletenergiát eltárolni későbbi felhasználásra. Magyarország energiastratégiája elsősorban a napelemes rendszerek bővítésére tesz javaslatot, és az ott megadott jövőbeli értékekkel számolunk. Megvizsgáljuk, mekkora tárolási kapacitás lehet szükséges a napelemes kapacitás 6400 MW-ra, illetve 12 000 MW-ra bővítése esetén. Ehhez a 2021-es termelési és fogyasztási adatokat (MAVIR) vesszük figyelembe. Feltételezzük, hogy megfelelő skálázással szimulálni tudjuk a 2030-as és 2040-es energiatermelést. Az előállított termelési és fogyasztási adatokkal egyszerű szimulációt végzünk, hogy megtudjuk, mekkora tárolókapacitás milyen határfokkal használható ki.

Magyarország 2030-ra mintegy 6400 MW beépített napelemes kapacitással fog rendelkezni, ezenfelül a Paksi Atomerőmű régi blokkjai még 2000 MW beépített kapacitással és a tervek szerint 2030-ra az új blokkok is összesen 2400 MW kapacitással termelnek. A napelemes kapacitás egy része erőművi, más része háztartási méretű. A háztartási méretű napelemes rendszerek termelése általában eltér az erőművi termeléstől, mert ezeknél az erőműveknél a napelem-kapacitás általában nem vagy nem sokkal haladja meg az inverter teljesítményét, azaz a rendszer névleges kapacitását. Ezért ezeknek a rendszereknek a hozama körülbelül 1100 kWh beépített kW-onként évente, szemben az erőművi előállítással, ahol ez 1400–1600 kWh. Mivel a háztartási méretű napelemes rendszerek nem állnak elosztói megfigyelés alatt, a leadott teljesítmény időszóra nem áll rendelkezésre, ennek megfelelően a MAVIR adatai között sem szerepelnek. Ugyanakkor ezek az erőművek csökkentik a rendszerterhelést, vagyis a látszólagos fogyasztást.

Feltételezéseink szerint 2030-ra a napelemes kapacitások várhatóan mintegy harma-

da lesz háztartási méretű kiserőmű, a jelenlegi struktúrát követve (jelenleg a Nemzeti energiasztratégia 2030-ra előrejelzett 800 MW-os kiserőművi kapacitását már elértük). A becslésünk az eddigi trendek követésén alapul.

A napelemes elektromosáram-termelés becsléséhez az alábbi képletet használhatjuk:

$$P_{2030}(t) = \frac{P_{2021}(t)}{1500} \times (4266 + 2133 \times \frac{1100}{1500}),$$

ahol $P_{2030}(t)$ a napelemes termelés várható idő-sora 2030-ban, amit úgy becsülhetünk, hogy a 2021-es termelést [$P_{2021}(t)$] elosztjuk az éves átlag 1500 MW erőművi beépített teljesítménnyel, majd ezt a feltételezett 2030-as 6400 MW beépített kapacitással 2:1 arányban osztjuk. A háztartásokra jutó 1/3 részt korrigáljuk az 1100/1500-as szorzóval, amivel meghatároztuk a háztartási méretű napelemek termelését.

Mindeközben a mértékadó fogyasztást is korrigálni kell, hiszen abban a háztartási napelemes termelés már nem szerepelhet. A módszer alapvetően az lenne, hogy a háztartási méretű naperőművi becsült termelést a megfelelő szorzószámmal hozzáadjuk a mért fogyasztási adatokhoz. Ez azonban a 2021-es háztartásnapelem-boom miatt nem volna helyes, ezért elvileg a 2020-as adatokat használhatnánk, de a pandémia miatti torzító hatások miatt ez sem volna szerencsés. Ezért a 2019-es adatokat használjuk az akkori háztartási méretű naperőművek akkori átlagos teljesítményével (405 MW) korrigálva.

Az atomerőművek teljesítményének becslésére egyrészt a 2021-es termelési adatokat használjuk Paks 1. esetén, másrészt a két új blokk esetén évi 3 hét tervezett karbantartással a tavaszi és őszi időszakban, illetve összesen 10 nap 50 százalékos teljesítménycsökkenéssel számolunk véletlenszerű időszakokban.

A biomassza-erőművek teljesítményének időbeli becslését úgy végeztük, hogy teljesít-

ményük éppen akkora, amekkora a termelés és a fogyasztás különbsége egészen addig, amíg a várható 280 MW névleges termelési kapacitást el nem éri. Ilyen értelemben a biomasszát már eleve energiátárolónak tekintjük. Minden más megújuló energiatermelő egység termelését a 2021-es évnek megfelelően állítottuk be.

A szimulálni kívánt energiátároló egységek modellezésénél öt főbb tulajdonságot veszünk figyelembe: a hatásos kapacitást, a betárolási hatékonyságot, a kitérési veszteséget, a kapacitás és a maximális teljesítmény arányát, valamint azt, hogy ha nem történik hálózati esemény, a tároló mennyi energiát veszít (vagy üzemeltetése mennyi energiát emészt fel).

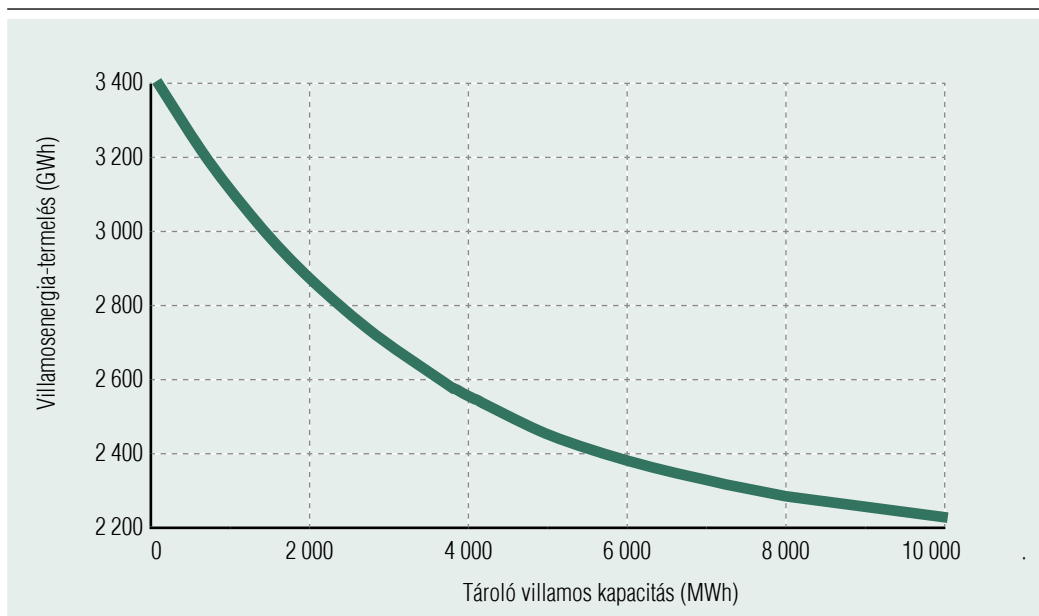
A szimuláció egy egyszerű számítógépes program, amiben az előre beállított energia-termelési és fogyasztási adatokat félóránkénti bontásban a program feldolgozza, és döntést hoz a biomassza-termelési kapacitásról, illetve a tároló kezeléséről. A szimuláció kizárólag demonstrációs jellegű, nem keresi a legjobb tárolási stratégiát, mivel prediktív algoritmus nincs beépítve. További hiányossága, hogy a hálózat részletes egyensúlyát sem veszi figyelembe.

A fenti modellel segítségével meghatározható a fosszilis úton előállítandó elektromos energia mennyisége különböző kapacitású tárolók rendszerbe építése esetén.

A szimulációk eredményeként a fosszilis energiahordozóból származó elektromosáram-termelés a 2019-es évvel azonos fogyasztási adatokkal és a fent említett módon meghatározott terv szerinti termelési adatokkal a 4. és 5. ábrán látható. A tároló be- és kitérési veszteségének 20, illetve 10 százalékot, a 24 órás önkiszülésnek 5 százalékot tételeztünk fel, a maximális teljesítményt 1 kW/kWh-nak határoztuk meg (1 órás tároló). Megállapítható, hogy a 2030-as helyzetben (amikor várhatóan villamosenergia-exportörökké válunk a két atomerőmű együttes üzemeltetése miatt) a tárolókapacitás növekedésének kezdeti szakaszában tárolói MWh-nként 318 MWh villamosener-

4. ábra

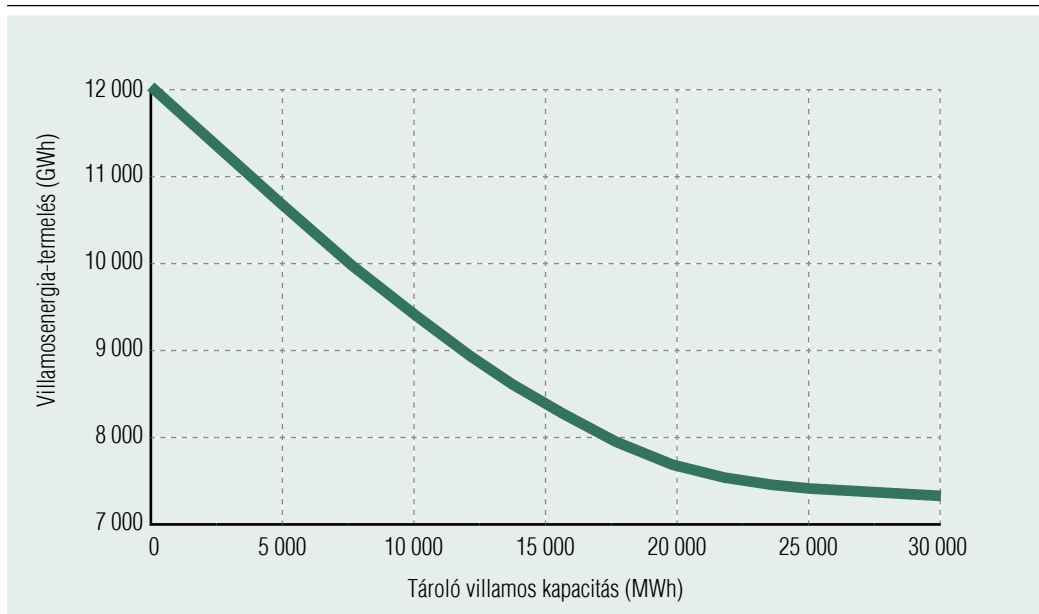
A FOSSZILISENERGIA-TERMELÉS ÉVES SZÜKSÉGES MENNYISÉGE KÜLÖNBÖZŐ ENERGIATÁROLÓ KAPACITÁSOK MELLETT, 2030-BAN



Forrás: saját szerkesztés

5. ábra

A FOSSZILISENERGIA-TERMELÉS ÉVES SZÜKSÉGES MENNYISÉGE KÜLÖNBÖZŐ ENERGIATÁROLÓ KAPACITÁSOK MELLETT, 2040-BEN



Forrás: saját szerkesztés

gia-termelés váltható ki, majd ez fokozatosan csökken 100 MWh-ra (4500 MWh tárolói kapacitásnál). A 2040-es állapot esetében a kezdeti szakaszra illesztett egyenes alapján a tároló 1 MWh-ja egy évben 283 MWh fosszilis termelést vált ki évente, amíg a tárolókapacitás 1000 MWh alatt van. Majd ez csökken 250 MWh-ra 4500 MWh-s tárolókapacitásnál, és 6000 MWh kapacitásnál már 100 MWh-ra csökken. A 4. ábrán és az 5. ábrán látható, hogy 2030-ban a Paks 1. és a Paks 2. egyidejű üzemelése esetén a fosszilisenergiahordozóigény alacsony (tároló nélkül is 3400 GWh), míg Paks 1. kiesése esetén még nagy tárolókapacitás beépítése mellett is ezt jóval meghaladja.

A tároló kapacitásának optimális mértéke elsősorban attól függ, hogy a csúcsidei import-, illetve a nappali exportár milyen arányban áll egymással, illetve hogy mekkora a tároló építésének a költsége. Ha a szimulációt

kiterjesztjük, hogy az importárat is vegye figyelembe, valamint a megtermelt villamos energia átvételi árát, akkor a 2021-es árakon számolva megkaphatjuk, mekkora bevételt generál az akkumulátor működése. A bevétel virtuális, az elkerült importköltséget mutatja meg. Az átvételi árát 18 Ft/kWh-ra állítva, de 27 forint alatt ki nem tárazva, a 2021-es HUPX-adatokat figyelembe véve (HUPX, 2022), órára bontva a szimulációt elvégeztük. A szimuláció eredményeképpen a 6. ábrának megfelelő görbét kapjuk a kapacitás függvényében.

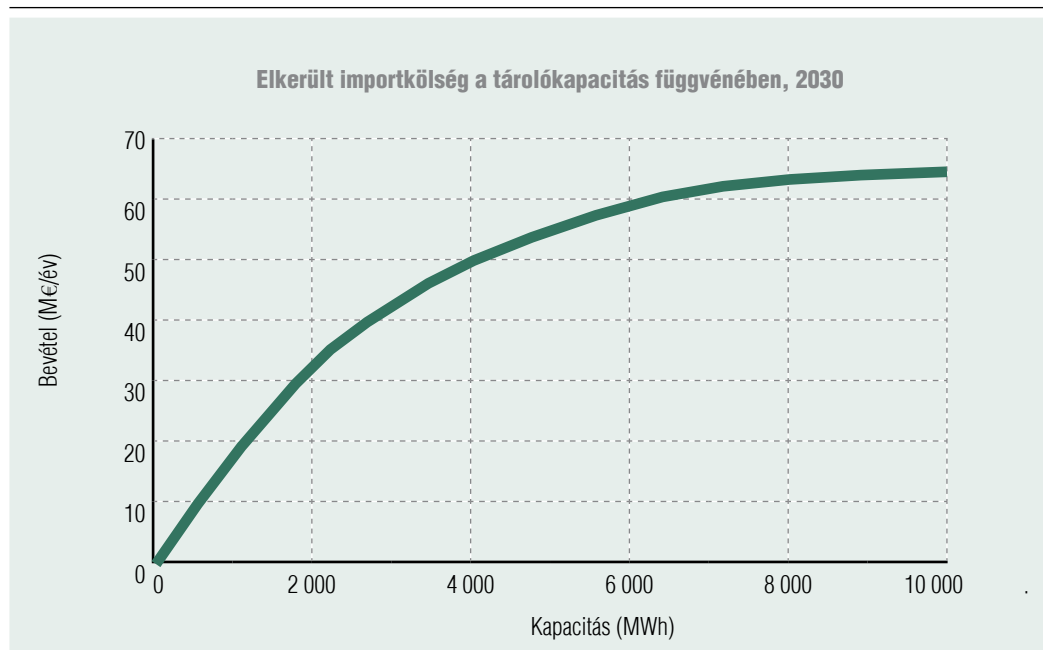
A görbe legmeredekebb kezdeti szakaszára egyenest illesztve megállapítható, hogy ilyen feltételek mellett a tároló éves hozama 18,54 €/kWh/év. Jobb vételi-eladási stratégiával a nyereség tovább növelhető (Kusakana, 2018).

A fenti szimulációhoz az alábbi megjegyzéseket kell tennünk:

▶A 2021-es évben az árampiac nagyon

6. ábra

A TÁROLÓ BECSÜLT HOZAMA 2030-BAN A KAPACITÁS FÜGGVÉNYÉBEN



Forrás: saját szerkesztés

volatilis volt, az év elején még átlagosan 50–60 €/MWh árak voltak érvényben, ami év végére már megközelítette a 250 €/MWh-s szintet. Ez legfőképp az év második felében tapasztalt rendkívüli gázárnövekedésnek a következménye. Ilyen anomáliák azonban a későbbiekben is felmerülhetnek, valamint a jelen pillanatban nem tudhatjuk, hogy milyen szinten stabilizálódik, ha stabilizálódik a piac.

▶ A villamosenergia-felhasználás várhatóan 2030-ig mintegy 20 százalékkal emelkedik, ami a megtérülési számokat önmagában a szimulációk alapján nem változtatja meg, de a hőszivattyús rendszerek elterjedése a jelenlegi energiahasználati görbéket megváltoztathatja, ahogyan az elektromobilitás elterjedése is. Várható, hogy ezek a tárolási jövedelmezőséget inkább növelik, mint csökkentik.

▶ A környező országok energiastratégiája a magyarhoz hasonlóan nagy volumenű nap-elemes kapacitással számol (Aszódi, 2021), aminek következtében a napsütéses órákban az elektromos energia ára várhatóan igen alacsony lesz. Ennek megfelelően a tárolók esetében a feltöltésre már nem a kötelező átvételi árat, hanem a piaci árat kellene figyelembe venni, ami jelentősen olcsóbb a betárolás időszakában.

ENERGIATÁROLÁSI LEHETŐSÉGEK

Ebben a szakaszban néhány releváns és működő technológiát mutatunk be, amelyek Magyarországon elvileg elérhetők. Az elemzésünket a szivattyús tározós megoldással kezdjük, mert ez a típus a világon a legelterjedtebb hálózati energiatárolásra, az összes kapacitás több mint 95 százalékát ez adja (Koochi-Fayegh & Rosen, 2020). A szivattyús tározós erőműhöz szükség van egy vízforrásra és egy tározóra, amelyeknek a tengerszint feletti magassága különböző. A működési elv egyszerű: töltéskor a magasabban fekvő területre szivaty-

tyúzzák a vizet, termeléskor a rendszer vízerőművé alakul, és a felhalmozott energiát visszatermeli. Hagyományosan a vízforrás van alul, ami általában egy folyó, a tározó pedig egy magaslaton helyezkedik el. A tározó lehet mesterséges vagy természetes eredetű. Magyarországon szinte nincs olyan helyszín, ahol egy ilyen rendszer kialakítása természetvédelmi érdeket ne sértene, kivéve esetleg a Mátrai Erőmű környékét. A szereposztást megcserélve a tározó a felszín alatt is kialakítható, jelenleg elsősorban bezárt bányákat használnak ilyen célra. A természeti ártalmakhoz sorolható a vízvezetékrendszer kiépítése és legalább egy medence építése is. A medence mérete 200 m szintkülönbség esetén 1 GWh-ként mintegy 2 millió köbméter, amit úgy szemléltethetünk, hogy az egy 20 m mély, 320 m oldalhosszúságú téglatest. Ennek megfelelően szót kell ejteni a direkt természetrombolásról, ami ebben az esetben mintegy 25 hektárt érint, valamint a megfelelő utak, illetve az elektromos hálózat kiépítéséről, ami további több hektár területet vesz el a természettől.

A hagyományos földfelszíni szivattyús tározós erőmű bekerülési költsége helyszíntől függően 900–3400 €/kW a beépített teljesítmény függvényében. Fenntartási költsége 13–25 €/kW, becsült élettartama 40–60 év (Stocks et al., 2021; U.S. Department of Energy, 2020; BME, Energetikai Szakkollégium, 2016). Az ilyen típusú tárolónál a nagy ársávok a rendszermérettől és a helyszíntől való erős függést mutatják, de maga a régió is kiemelt jelentőségű a nagy élőmunka- és nyersanyagigény miatt (Sospiro et al., 2021). Példaként tekintsük a 2000-es évek elején tervezett zempléni, 600 MW teljesítményű erőművet, amely 6000 MWh kapacitással rendelkezik. Egy ilyen erőmű becsült bekerülési költsége körülbelül 720 millió € (indexálással 2022-re). A nemzetközi példák alapján inkább 1 milliárd € a bekerülési költség, és ezzel számolunk a továbbiakban. A 3 százalékos amortizációt figyelembe véve

(az elektromos alkatrészek csereideje 20 év), az éves költség 39 millió €. A 2030-ra szóló szimulációk alapján a várható hozam a kötelező átvételi árral számolva 56 millió €, 2040-re 72 millió €. Jól látható, hogy 2030-ban a realizálható hozam 1,7 százaléknak adódik a szimuláció alapján, de 2040-re ez 3,3 százalékra emelkedik, ami már akár a piacról is finanszírozható. Földfelszíni tárolós erőmű építése sajnos mindenképpen tájrombolással jár, és így a helyi lakosok, illetve civil szervezetek ellenállására kell számítani. Hasonló megoldások léteznek felszín alatti természetes tárolók kihasználásával. Ez leginkább bányákat jelent, de természetes felszín alatti víztározók is szóba jöhetnek. Az ilyen megoldások ára a felszíni árnál legalább 30 százalékkal magasabb (Madlener & Specht, 2020); (Menéndez et al., 2020), ami összességében hasonló arányban csökkenti a megtérülési mutatókat. Fontos megjegyezni, hogy kizárólag a kötelező 50 €/MWh átvételi áron betáplált energia és a nem optimalizált időpontokban a kitérőkor érvényes áron eladott energia árának különbségét vettük alapul. Az egyéb hasznok, pl. a kapacitásfenntartási költség, illetve az eladás optimalizálása nem történt meg, tehát a haszonkulcsok várhatóan a cikkben szereplő haszonkulcsoknak mintegy másfélszeresei lesznek.

A földfelszíni tározós erőművek kialakítása tűnik gazdasági realitásnak, ezek a tározók lehetnek elhagyatott felszíni fejtés rekultivatlan területei is, ami kisebb tájrombolást okoz, mindamellet kisebb költséggel is jár.

A tározós erőművek magyarországi helyzetéről összefoglalóan azt mondhatjuk, hogy gazdaságilag rentábilis az építésük, főképp ha figyelembe vesszük, hogy az erőmű hálózatiirányítási tartalékkapacitásként is működhet. Az ilyen tározós erőművek építésének legnagyobb akadálya a tájrombolás, amit talán körültekintő helyszínválasztással minimalizálni lehet. Az is látható, hogy egy ilyen erőmű megtérülése

a megújulók nagy részaránya, illetve a Paks 1. erőmű leállása esetén gyorsabb. Azt is meg kell jegyezni, hogy az ilyen centralizált megoldások nem kezelik az alhálózati kapacitás problémáit, vagyis az alhálózatok túlterhelését, a fordított energiaáramlás és a túlfeszültség esetleges jelenségét. Ezekre a problémákra komoly összegű hálózatfejlesztéssel vagy elosztott tárolási megoldásokkal lehet válaszolni.

Akkumulátorok

Akkumulátorok esetében a költségbecslés viszonylag egyszerű, mivel egy ilyen tároló létesítése nem igényel különösebb földrajzi megfontolást, ezért telepíthető a hálózaton gyakorlatilag bárhová. A viszonylag könnyű hordozhatóság és a nagy gyártási volumen közel egységes világszertei árakat eredményez, ami statisztikailag könnyen elemezhető. Az akkumulátoros energiatárolásnál a nagyfokú skálázhatóság miatt a nagyobb tárolókapacitás és teljesítmény kevésbé csökkenti a fajlagos költségeket. Ami a becslést mégis megnehezíti, az az akkumulátorok sokfélesége mind a működési elv, mind a felhasznált anyagok tekintetében. A mai piacon hálózati tárolás céljára a leginkább elterjedt a lítium-vas-foszfát rendszerű akkumulátor, aminek előnye, hogy nagy teljesítményt képes felvenni és leadni, miközben a más lítiumalapú akkumulátorokhoz képest hosszabb az üzemideje (10 év, kb. 6000 feltöltés–kisülés ciklus), és hőstabil. Az ilyen rendszerek ára az utóbbi időkben gyorsan csökkent, 2021-ben már 270–300 €/kWh (4 kW/kWh), a becsült bekerülési ár (He et al., 2021) a fenntartási költség (Steckel et al., 2021) alapján évi 4–10 €/kW (15–40 €/kWh) (Zhang, 2021). Az akkumulátor degradációja körülbelül 1–3 százalékra tehető (2 százalékkal számolunk), a modulcsere költsége mintegy 130 €/kWh (10 éves periódus szerint), ami mintegy felére csökkenthető felújítással (Steckel et al., 2021).

A regeneráció a legújabb eredmények szerint elvégezhető elemekre bontás nélkül is (Jing et al., 2020), ám a felújított akkumulátor teljesítménye elmarad az újakhoz képest. Ezért néhány életciklus után elkerülhetetlen a teljes újrahajósítás. A számításokban feltételezzük, hogy az akkumulátort napelemes rendszer tölti fel, és a napelemes rendszerbe már beépült invertert használja, vagyis ennek költségét nem számítjuk be még egyszer. A modulokon kívüli költségelemek amortizációs idejét 30 évre becsüljük, ahogyan a napelemeknél is tettük. Az ilyen rendszerű akkumulátorok költsége 40–55 €/kWh évente. 2030-ra 1000 MWh kapacitást feltételezve a bevétel 25 millió €, szemben az éves (degradációval együtt számított) legalább 40 millió € fenntartási költséggel. Jól láthatóan az akkumulátorok beépítése pusztán energiatárolási (nem hálózatstabilizációs) céllal nem rentábilis. Ennek oka elsősorban az, hogy nagy az akkumulátoros rendszerek energiasűrűsége, és még kis (néhány százalékos) töltési/kisülési veszteség esetén is aktív, lehetőleg hőszivattyús hűtést igényelnek. Ezt nemcsak biztonsági, de gazdasági szempontok is alátámasztják, mert az akkumulátorok élettartama a hőmérséklet emelkedésével jelentősen csökken (Sui et al., 2021). További gyors degradációt okoz a teljes kisülés, ami úgy kerülhető el, hogy a kapacitásnak csak egy részét használjuk. Az akkumulátorok alkalmazása gazdasági szempontból előnytelen.

A magyar energiastratégia a tárolási kérdésekben nem foglal egyértelműen állást, de kiemeli, hogy hosszú távon a hidrogén előállítása lehet a megoldás. A hidrogén előállításának koncepciója nagy mennyiségben elektromos áram segítségével (zöld hidrogén) még kezdeti fázisban tart. Csupán néhány pilot projekt valósult meg, a legnagyobbak is csak 6–10 MW teljesítményűek.

A hidrogén előállítása elektromos áram segítségével a víz elektrolízisével kezdődik. Erre több technikai megoldás is létezik, de jelen

pillanatban a legfejlebb 77 százalékos hatékonysággal működő hagyományos (alkalikus elektrolizáló) tekinthető piacérett technológiának. Várható, hogy a tüzelőanyag-cellákhoz hasonló felépítésű protoncserélő membrán technológiájú elektrolizáló a 2030-as évek-re már piacéretté válik, ami 83–86 százalékos hatékonyságot eredményez. (UK Department of Business, 2021). Jelenleg a két technológia hatásfoka között nincs lényeges különbség, de a membrános technológia esetén a membrán várható élettartama fele a hagyományos esethez képest. Az elektrolizáló költségét 900 €/KW-nak (hagyományos), hatékonyságát 77 százaléknak vesszük (UK Department of Business, 2021). Az elektrolízisnél keletkező gázt szárítani, kompresszorral sűríteni és tárolni kell. A tárolás történhet a gáztranzitvezetékben, tartályban, illetve természetes tárolóban. Az általában acélból készült tárolók és csővezetékek biztonsági problémát jelentenek, mert a hidrogén az acélban jól diffundál, ott egyrészt kölcsönhatásba lép a szénnel és egyéb adalékanyagokkal, illetve fém-hidrideket alkotva megváltoztatja a fémek mechanikai tulajdonságát. Repedés vagy törés esetén a szivárgó gáz könnyen, akár gyújtó forrás nélkül is robbanhat. A természetes tárolók lennének alkalmasak nagy mennyiségű gáz hosszú távú tárolására, de a hidrogén kölcsönhatásba léphet a kőzetekkel, ezért egyelőre csak sóbányák használatát javasolják ilyen célra. A magyarországi tározók (homokkő és mészkő) alkalmazása további vizsgálat tárgyát kell, hogy képezze. A tárolási költséget tekintve így még becslést sem tudunk adni, de a végeredmény szempontjából valószínűleg ez érdemtelen lesz. A hidrogén elektromos árammá történő visszaalakítására vagy kombinált ciklusú erőművet (kb. 55 százalék hatásfok), vagy tüzelőanyag-cellát alkalmazunk, aminek igen magas a költsége. A kombinált ciklusú erőművek bekerülési költsége 850 €/kW, a hatásfokuk 55%. A fenntartási költségeket tekintve a változó kiadások kb. 0,25 €/KWh, az elektroli-

zálócella karbantartása kb. 50 €/kW/év. A menetrendszerű cserékkel együtt az elektrolizátor amortizációjára 6%/év becslés adható. Ehhez képest az erőmű fenntartási költsége alacsony: 10 €/kW fix és 0,002 €/kWh változó költségelemekkel számolhatunk. Végtelen tárolási lehetőségek mellett 10 MW maximális teljesítmény esetén a bevétel 1 millió € alatti évente, az avulási és fenntartási kiadás pedig 1 millió € feletti. Tehát a jelen körülmények között a technológia nem rentábilis. Ez a becslés nagymértékben eltér a zöldhidrogén-árakhoz képest, aminek elsősorban az az oka, hogy kizárólag a napelemek által szolgáltatott többletenergia alkalmazásával a rendszer csak 5–10 százalékos kapacitáskihasználással képes dolgozni. A hidrogénnel történő energiatárolás abban az esetben kerülhet előtérbe, amikor a villamos energiából jelentős többlet adódik, amit hosszú távra szeretnénk raktározni, vagy mobilitási célokat szeretnénk vele megvalósítani. Magyarországon várhatóan nem ez lesz a helyzet. A megújulók és a nukleáris erőművek össztermelése még 2030-ban sem fogja meghaladni a teljes villamosenergia-igényt, csak bizonyos időszakokban (pl. hajnali mélyvölgy, napos időben a déli órákban), ezekre az egyenlőtlenségekre a rövid időtávú tárolók sokkal gazdaságosabban használhatók.

A hőtárolókat alapvetően elektromos energia tárolására alkalmazni nem érdemes, mert a hő-áram átalakítás hatásfoka alacsony, 20–40 százalékos. Magyarország elektromosenergia-mixének jelentős részét az atomenergia teszi ki, ami egyrészt olcsón állítja elő a hő-, majd ebből az elektromos energiát (a termeléssel változó költségek alacsonyak), másrészt a működtetésük során ajánlott folyamatosan a névleges teljesítményen üzemeltetni, így a karbantartási költségek (és veszélyforrások) minimalizálhatók. Az időjárásfüggő megújulóenergia-termelők a 2030–2040-es időszakban sokszor önmagukban elérik vagy meghaladják a teljes energiaigényt. Ebből kifolyólag az atomerő-

művek visszaszabályzására is sor kerülhet. Ezt lehetőleg el kell kerülni, ezért megoldás lehet a naperőművek visszaszabályzása is. Mindkét megoldás a megtermelt karbonsemleges energia kidobását is jelenti. Feltéve, hogy más nagyobb volumenű tárolót nem alkalmaznak. Lehetőségként felmerül, hogy el lehet raktározni a nukleáris erőmű (Paks 2.) megtermelt hőjét. Ezzel egy olyan energiatárolási koncepció születne, amikor a tárolt hő nem közvetlenül elektromos energiából származik, ezért a későbbi felhasználás során közel azonos hatásokkal lehet elektromos energiává alakítani, mint amilyen tárolás nélkül lett volna. Ilyen értelemben az energiatárolás akár 75–80 százalékos hatékonyságot is elérhet, szemben a 20–40 százalékkal. A hőtárolási kapacitás meghatározásához vegyük a Paks 2. erőmű teljesítményét, amely 3700 MW körüli hőteljesítményt jelent blokkonként, azaz összesen körülbelül 7400 MW-ot. A Paks 2. erőmű szekunder körének hőmérséklete, ahonnan a hőelvétel történhet, 283 °C (MVM PAKS II. ZRt., 2020). A napelemes működés sajátosságai miatt olyan tárolórendszerben gondolkozunk, amely képes a teljes hőtermelés felvételére 4 óra időtartamban, azaz a hőtároló kapacitásának mintegy 30 GWh-nak kellene lennie. A 2030-ra, illetve 2040-re vonatkozó előrejelzések szerint azonban gazdaságilag legfeljebb 4 GWh elektromos tárolókapacitás lenne indokolt (12 GWh termikus), esetleges bővítési lehetőségekkel. Az elérhető hőmérséklet legfeljebb 280 °C. Mivel a Paks 1. erőmű turbinái jelenleg 260 °C-os gőzzel üzemelnek, a reaktor bezárása után ezek alkalmasak lehetnek a visszatermelésre, tehát a beruházás csak a hőköri elemeket és a tárolót érinti. Példaként a (Jeffrey M. Gordon, 2021) cikkében foglaltak szerint az olvadó só alapú tároló költsége (hidraulikával) körülbelül 15 €/kWh (termikus), ehhez számoljuk a turbinák átalakítási költségeit 0,2 €/W-nak, vagyis a 12 000 MWh termikus kapacitású rendszer 500 MW-os turbinakapacitással összesen 280

millió euróba kerülhet. A tároló amortizációját és fenntartási költségeit a bekerülési költség 10 százalékának feltételezve az éves költség 28 millió euró, a megtermelt hozam 48 millió euró (2030), illetve 58 millió euró (2040). Két turbinát használva a profit még nagyobb is lehet, de mivel az egész számítás csak demonstrációs jellegű (ilyen tárolót még nem építettek), az optimalizációt itt sem végezzük el. Az atomerőmű kiegészítése hőtárolóval láthatóan olyan megoldás, ami elvi síkon életképes, de biztonsági és megvalósíthatósági tanulmányok egyelőre nem támasztják alá a kivitelezhetőségét.

Az atomerőmű és a hőtárolós rendszerek összekapcsolása tehát egyrészt profitot termel, másrészt megóvja az erőművet a leszabályozástól. A hálózati problémákra azonban nem nyújt választ, a napelemes termelés elosztóhálózatra terhelését továbbra is meg kell oldani.

ÖSSZEFOGLALÁS, KONKLÚZIÓ

A megújuló energia termelésével és az ezzel kapcsolatos tárolási kérdésekkel foglalkoztunk. Megvizsgáltuk a különböző megújuló energiaforrások várható költségét, időjárásfüggését, megtérülését. Helytállóan találtuk az energiastratégia napelemfókuszú megközelítését, mivel az önállóan is életképes lehet gazdaságilag, ám az időjárásfüggése miatt a hálózati infrastruktúra komoly átalakítására van szükség. További probléma, hogy a napelemek elterjedése egyre inkább felborítja az európai piacot, aminek nyomán a napelemes termelés csúcsóráiban már most is előfordul, hogy eladhatatlan az elektromos energia. Ez veszélyezteti a megtérülést. Ezért és a további karbonkibocsátás csökkentése érdekében a

napelemes rendszerek mellett tárolók kialakítása válik szükségessé. Ahhoz, hogy a tárolók bevezetésének pénzügyi megtérülését vizsgálni tudjunk, egy egyszerű modellt vezettünk be az elektromos energia időfüggő termelésére, valamint az árára vonatkozóan. A termelés alapját a Covid-19 járvány és háztartásnapelembloom előtti utolsó, 2019-es év adta, amin Magyarország energiastratégiájának megfelelően változtattunk, hogy fel tudjuk becsülni a 2030-as és 2040-es kínálati oldalt. A villamos energia nemzetközi ára vonatkozó becslésben a 2021-es év magyarországi villamosenergia-importjának árát vettük alapul. Az utóbbi időben kialakult sokszzerű energiaár-növekedés ebben az adatsorban szerepel, ami a tárolók várható hozamának jelentős túlbecslését eredményezheti. Másrészt viszont a napelemes és szélenergia volumenének jelentős növekedése az európai piacon hasonló volatilitást vetít előre. A vizsgált tárolómegoldások közül a szivattyús tározós erőmű, illetve a nukleáris eredetű hőtárolás gazdaságilag kellően érett és profitábilis döntés. Ezen erőművek természetesen azt mutatja, hogy csak nagy méretben, nagy teljesítménnyel üzemeltethetők, ami ugyan megoldást kínál a szén-dioxid-kibocsátás problémájára, de nem váltja ki a hálózati fejlesztéseket. Erre olyan megoldást kellene találni, ami kis méretben is gazdaságos. Mai tudásunk és a piaci trendek alapján a megoldás akkumulátorok alkalmazása lenne, aminek bekerülési költségei nem is túl magasak. Azonban a számításokból kiderült, hogy mégsem rentábilisak, mert mai tudásunk alapján az üzemeltetésük (a felügyelet és a hűtés) költsége magas, a modulok élettartama viszont rövid. A moduloköltségek jelentős jövőbeli árcsökkenését az is hátráltatja, hogy hasonló modulok használatosak az elektromobilitás terén. ■

IRODALOM

- ALTUN, A. F., KILIC, M. (2020). Thermodynamic performance evaluation of a geothermal ORC power plant. *Renewable Energy*, 148, pp. 261–274, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.034>
- AMRANE, F., FRANCOIS, B., CHAIBA, A. (2021). Experimental investigation of efficient and simple wind-turbine based on DFIG-direct power control using LCL-filter for stand-alone mode. *ISA transactions*, pp. 1245–1256, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.03>
- ASZÓDI, A., et al. (2021). Comparative analysis of national energy strategies of 19 European countries in light of the green deal's objectives. *Energy Conversion and Management: X*, 12, pp. 100–136, <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100136>
- BUDISULISTYO, D., WONG, S., KRUMDIECK, S. (2017). Lifetime design strategy for binary geothermal plants considering degradation of geothermal resource productivity. *Energy Conversion and Management*, pp. 1–13, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.10.027>
- DINYA, L. (2010). Biomassza-alapú energiatermelés és fenntartható energiagazdálkodás. *Magyar Tudomány*, 918. oldal
- HOLWEGER, J. C. (2022). Distributed flexibility as a cost-effective alternative to grid reinforcement. *22nd Power Systems Computation Conference*. Porto, Portugal: arXiv
- HE, G., MICHALEK, J., KAR, S., CHEN, Q., ZHANG, D., WHITACRE, J. (2021). Utility-Scale Portable Energy Storage Systems. *Joule*, pp. 379–392, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.12.005>
- GORDON, J., FASQUELLE, T., NADAL, E., VOSSIER, A. (2021). Providing large-scale electricity demand with photovoltaics and molten-salt storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 110261, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110261>
- KOOHI-FAYEGH, S., ROSEN, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 101047, <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>
- KUSAKANA, K. (2018). Optimal operation scheduling of grid-connected PV with ground pumped hydro storage system for cost reduction in small farming activities. *Journal of Energy Storage*, 16, pp. 133–138, <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.01.007>
- MADLENER, R., SPECHT, J. M. (2020). An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Deep Coal Mines. *Energies*, <https://doi.org/10.3390/en13215634>
- MENÉNDEZ, J., FERNANDEZ-ORO, J. M., LOREDO, J. (2020). Economic Feasibility of Underground Pumped Storage Hydropower Plants Providing Ancillary Services. *Applied Sciences*, <https://doi.org/10.3390/app10113947>
- ROTH, A. et al. (2021). *Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis*. Project: AURES II – Auctions for Renewable Energy Support, <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35212.03208>
- RUSEN, S. E. (2020). Quality control of diffuse solar radiation component with satellite-based estimation methods. *Renewable Energy* 145, pp. 1772–1779
- SKOCZEK, A. T. (2009). The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and applications* 17.4, pp. 227–240

SOLTANI, S., YARI, M., MAHMOUDI, S. M. S., MOROSUK, T., ROSEN, M. A. (2013). Advanced exergy analysis applied to an externally-fired combined-cycle power plant integrated with a biomass gasification unit. *Energy*, pp. 775–780, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.07.038>

SOSPIRO, P., NIBBI, L., LISCIO, M. C., LUCIA, M. (2021). Cost and Benefit Analysis of Pumped Hydroelectricity Storage Investment in China. *Energies*, 14, pp. 1–20, <https://doi.org/10.3390/en14248322>

STECKEL, T., KENDAL A., AMBROSE, H. (2021). Applying levelized cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems. *Applied Energy*, 117309 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117309>

STOCKS, M., STOCKS, R., LU, B., CHENG, C., BLAKERS, A. (2021). Global atlas of closed-loop pumped hydro energy storage. *Joule*, 5, pp. 270–284, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.015>

SUBIR, K. (2016). *ESMAP: Energy Sector Management Assistance Program: Comparative Analysis of Approaches to Geothermal Resource Risk Mitigation*. Forrás: Wordbank.org

SUI, X., ŚWIERCZYŃSKI, M., TEODORESCU, R., STROE, D. I. (2021). The Degradation Behavior of LiFePO₄/C Batteries during Long-Term Calendar Aging. *Energies*, pp. 1–16, <https://doi.org/10.3390/en14061732>

WALL, A. M. (2017). Geothermal costs of capital: Relating market valuation to project risk and technology. *GRC Transactions*, a41.

ZHANG, D. C. (2021). Life-Cycle Economic Evaluation of Batteries for Electrochemical Energy Storage System. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, pp. 2497–2507, <https://doi.org/10.1007/s42835-021-00808-3>

ZIEGLER, L., GONZALEZ, E., RUBERT, T., SMOLKA, U., MELERO, J. (2018). Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, pp. 1261–1771, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.100>

BME, Energetikai Szakkollégium. (2016). *Mosonyi Emil emlékfélév*. Forrás: https://www bitesz.hu/wp-content/uploads/2016/11/szet_helyzete_magyarorszagon.pdf

EON. (2022. 01 2022.01.08). *eon.hu*. Forrás: https://www.eon.hu/content/dam/eon/eon-hungary/documents/kiseromuvek-csatlakozasi-lehetoseg/EDE_eromu.pdf

EON. (2022. 01 2022.01.08). *eon.hu*. Forrás: https://www.eon.hu/content/dam/eon/eon-hungary/documents/kiseromuvek-csatlakozasi-lehetoseg/EED_eromu.pdf

Európai Bizottság (2020). *Eu törvénytár*. Forrás: Eu törvénytár: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=ce,llaar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF

Európai Tanács (2018). *EU törvénytár*. Forrás: EU törvénytár: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

HUPX. (2022). *HUPX, historical data, 2021*. Forrás: <https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data>

IRENA. (2021). *Renewable power generation cost 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

MAVIR. (2021). *mavir.hu*. Forrás: https://www.mavir.hu/documents/10258/240293410/BT_2015-20211231_ig_BR+NT_HU.pdf/fdae14d8-ffe6-e4fa-d98f-bf7a92f74e1a?t=1642080079547

- MEKH. (2022). *Magyar Energia és Közműszabályzási Hivatal, termelési adatok*. Forrás: http://www.mekh.hu/download/8/0e/01000/4_2_brutto_villamos_energia_termeles_eves_2014_2020.xlsx
- MVM PAKS II. ZRt. (2020). *PAKS 2. környezeti hatástanulmány*. Forrás: <https://www.paks2.hu/documents/20124/60046/1-8.+fejezet+-+K%C3%B6rnyezeti+Hat%C3%A1stanulm%C3%A1ny.pdf/b319ea87-14ba-5e94-22bd-4bfbbc2a2728>
- PVGIS, E. S. (2022. 01. 05). *Photovoltaic Geographical Information System*. Forrás: [Photovoltaic Geographical Information System: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en)
- Sargent & Lundy, L. L. C. to U. S. Energy Information and Administration. (2019. December 2022.01.10). *www.eia.gov*. Forrás: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf
- UK Department of Business, E. a. (2021). *Hydrogen Production Costs 2021*. Forrás: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011506/Hydrogen_Production_Costs_2021.pdf
- U. S. Department of Energy. (2020. December 2022. 02. 08). *pnnl.gov*. Forrás: [2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment: https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf](https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf)