

ENERGIAGAZDÁLKODÁS

Az Energiagazdálkodási Tudományos Egyesület szakfolyóirata

64. évfolyam 2023. Klenen különszám

A magyar energiagazdaság problémáit tárgyaló tudományos és gyakorlati folyóirat

Jegyezze elő: 2024. március 6–7.

KLENEN'24

KLÍMAVÁLTOZÁS ENERGIATUDATOSSÁG ENERGIAHATÉKONYSÁG XIX. KONFERENCIA ÉS KIÁLLÍTÁS

„Osszuk meg tapasztalatainkat, dolgozzunk együtt a természet egyensúlyának megőrzéséért”

Az energiahatékonysági kötelezettségi rendszer működtetésének tapasztalatai – az elszámolható energiamegtakarítás meghatározása, hitelesítése és forgalmazása

25
év

1999 - 2024

HATÁRIDŐK:

Jelentkezés előadás tartására _____ 2023. október 15.

Jelentkezés kiállításra és termékbemutatóra _____ 2024. január 15.

Jelentkezés a konferenciára _____ 2024. január 31.

További információ és jelentkezés:

• www.klenen.eu és klenen@congress.hu



aeecenter.org



ete-net.hu



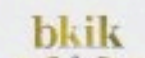
eszk.org



mekh.hu



bpmk.hu



bkik.hu



mee.hu



zerocarbonhub.hu

Médiapartnereink:
ENERGIAGAZDÁLKODÁS

innotéka
INNOVATION INNOVATION

HUHA2 hulladékégető mű létesítésének értékelése Budapest távhőellátásában¹

Kocsis Kende

MSc hallgató, kocsis.kende@eszk.org

Világszerte éves szinten 1,3 trillió tonna települési szilárd hulladék termelődik, amely fejtenként 180 kg/évet jelent. Feltételezhetően 2025-ig ez 2,2 trillió tonnára fog emelkedni. A fejlett országokban, mint az Európai Unió országaiban és az USA-ban az az érték jelentősen magasabb. Az EU szabályozási rendszerének megfelelően a leghatékonyabb hulladékkezelési módszerek a megelőzés, az újrahasznosítás és az energetikai hasznosítás. A legrosszabb megoldás a települési szilárd hulladék depókban történő lerakása helyigény, az esztétikai és környeztkárosító hatások, illetve a bomlás során keletkező, nem hasznosított metán atmoszférába történő kiengedése miatt. A metán GWP értéke huszonötszöröse a CO₂ értékének, amely így a globális felmelegedés szempontjából is jelentősen nagyobb problémát jelent. A környeztkárosító hatások figyelembevétele mellett az elmúlt időszakban az európai államok számára fokozottan fontos lett az energetikai függőség csökkentése az orosz-ukrán háború miatt, amely komoly gázárpiaci áremelkedéseket vont maga után és ellátásbiztonsági problémákat vetett fel.

Ezen szempontok szerint a jelen tanulmány keretein belül egy második budapesti hulladékégető erőmű létesítésének gazdasági elemzését végeztem el a nemzetközi gázárak alakulásának figyelembe vételével.

*

Globally, 1.3 trillion tonnes of municipal solid waste are generated yearly, equivalent to 180 kg per person per year. This is expected to rise to 2.2 trillion tonnes by 2025. This figure is significantly higher in developed countries such as the European Union and the USA. According to the EU regulatory framework, the most efficient waste management methods are prevention, recycling, and energy recovery. The worst option is landfilling municipal solid waste due to space requirements, aesthetic and environmental impacts, and the release of unused methane from decomposition into the atmosphere. The GWP of methane is twenty-five times that of CO₂, making it a significantly more significant problem for global warming. In addition to environmental impacts, reducing energy dependency has recently become a primary concern for European countries due to the Russian-Ukrainian war, which has led to severe gas price increases and security of supply problems.

In the framework of this study, I have carried out an economic analysis of establishing a second incineration plant in Budapest, considering the evolution of international gas prices.

Hulladékhasznosító telepítésének fontossága

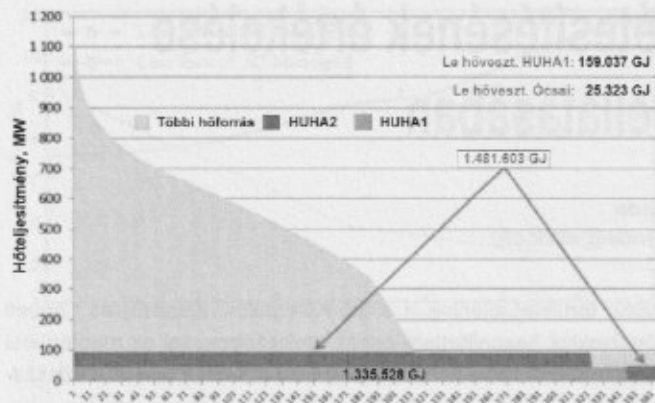
A tanulmány során a második budapesti hulladékhasznosító erőművet, azaz a HUHA 2-t. A HUHA 2 helyszínének a Főtáv korábban készített telepítési tanulmánya alapján Dél-Pesten az Ócsai út melletti területet választottam [1]. A telepítendő erőművet a te-

lepítési területet jelenleg is ellátó Kelenföldi-, Kispesti- és Csepeli erőművekkel hasonlítottam össze gazdaságossági és megtérülési szempontból. Ezen erőművek mind gázerőművek, emiatt az összehasonlítás alapja is gázerőmű volt. Magyarországon jelenleg a keletkező TSZH mennyiség nagy része hulladéklerakóba kerül, amely környezetvédelmi kérdéseket vet fel és ellene megy az Európai Unió szabályozásnak, így az energetikai alkalmazás mindenképpen kifizetődő tevékenység.



1. ábra. TSZH mennyisége kezelési mód szerint Magyarországon [2]

A KSH adatai alapján megszerkesztett diagram alapján látható, hogy habár a termelt TSZH össz mennyisége csökken Magyarországon, még így is jelentős mennyiségű hulladék kerül lerakásra. Az erőmű éves hulladékbe fogadó képessége 230 000 tonna települési szilárd hulladék (TSZH), amelyet tovább lehet növelni egy előválogató beépítésével. A hasznosítható hulladékmennyiség növelése mellett további előnyökkel rendelkezik ez a megoldás. A környeztkárosító hatásokon kívül a válogatás nélküli égetés esetén (mint a HUHA 1-ben jelenleg) rengeteg felhasználható értékes alapanyag kerül megsemmisítésre, mint alumínium és egyéb fémek, papír, újrahasznosítható műanyagok, üveg, továbbá a mezőgazdasági célokra felhasználható biohulladék. A leválasztás érdekében egy előválogatót helyeztem be az erőműbe, amely a TSZH-t RDF-é (Refused Derived Fuel) vagy SRF-é (Solid Recovered Fuel) alakítja, nagyban megnövelve a fűtőértékét és ezáltal a tüzelőanyagként funkcionáló minőségét. A TSZH fűtőértéke 7,5-10,5 MJ/kg, míg az SRF/RDF fűtőértéke 19-21 MJ/kg között mozog [3]. A FÖTÁV számára készített dokumentációban kitérnek különböző hőközetekre való csatlakozás üzemviteli paramétereire, amelyek közül az egész Budapest távhőellátó való betáplálást vizsgálom a továbbiakban. Ezen állapotban az erőmű alaperőműként működve az év során szinte végig 55 MW kiadott hőteljesítménnyel és a hozzá tartozó 14,6 MW villamos teljesítménnyel üzemel, a továbbiakban én is ezekkel az értékekkel fogok számolni.



2. ábra. A HUHA2 tervezett menetrendjének tartamdiagramja [1] (HUHA1 mellett vagy Ócsai úton)

Beruházási költségek

Első lépésként a beruházási költségeket határoztam meg. A 2017 óta keletkezett tanulmány értékelése óta nem készült újabb hasonló témájú értékelés, az erőműbe beépítendő elemek költsége pedig személyes ajánlat útján kerül megállapításra, így meghatároztam az infláció mértékét a tanulmány elkészültének pillanatában 2017 óta, amelynek értéke 25,5% lett [4]. Ezek után a módosított 2017-es beruházási költség árakat az infláció értékével beszoroztam és megkaptam a potenciális beruházási költségeket napjainkban.

1. táblázat. Beruházási költségek becslése

Beruházási költség	C _{beruházás} , MFt	
Beruházás éve	2017	2022
Hulladék előválogató	1 300	1 632
Ócsai úti telephely (szennyvíziszap nincs)	80 554	101 096
Távhőhálózat kiépítése	10 700	13 429
Összes	92 554	116 155

Annuitás

A beruházási költségek meghatározása után annuitást számoltam a beruházásra, amelynek segítségével meg tudom határozni az üzemidő minden egyes évre levett költségeket. Az annuitátszámításhoz az infláció értékét 7%-nak határoztam meg. Ennek oka az volt, hogy bár a jelenlegi infláció értéke meghaladja a 9%-ot 2022 májusában, nem reális ezzel az értékkel számolni a 20 éves üzemidő egészében. A nominál kamatláb értékét 5%-nak vettem fel. A beruházást felosztottam egy önrészes és egy hitellel fedezett részre, amelyeket ezután az inflációval korrigáltam a 20 éves időtartam alatt. Elsőnek a jövő értéket számítottam ki a következő módon:

$$FV = C_0 \cdot (1 + i)^n \quad (1)$$

Ahol:

- FV = Beruházás Jövőértéke, Ft
- C_0 = Beruházási költség a beruházás évében, Ft
- i = nominál kamatláb
- n = üzemidő években

Ezek után meg tudtuk határozni az annuitások jelenértékét az alábbi képlet segítségével:

$$PV = FV \cdot \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^n}}{r} \quad (2)$$

Ahol:

- PV = Annuitás jelenértéke, Ft

A jelenérték segítségével ki tudom számítani a beruházás végén – jelen esetünkben 20 év – számított beruházási tőkeértékét.

$$C_{20 \text{ év}} = PV \cdot (1 + i)^n \quad (3)$$

Ahol:

- $C_{20 \text{ év}}$ = az üzemidő végére számított beruházási tőkeérték

Az évenkénti visszatérítést ki tudom számítani a rendelkezésünkre álló adatokból.

$$A = C_{20 \text{ év}} \cdot \frac{i - r}{(1 - i)^n - (1 + r)^n} \quad (4)$$

Ahol:

- A = évenkénti visszatérülés (annuitás)
- r = infláció mértéke

Az így megkapott éves visszatérülést az infláció mértékében korrigálva az üzemidő minden évre meghatároztam. Ugyanezeket a lépéseket elvégeztem a beruházás önrészesével is (természetesen a hitelkamat nélkül), majd a kapott értékeket minden évre összegeztem és ezáltal megkaptam minden egyes évre az összesített annuitást.

$$A_{\text{össz}} = A_{\text{hitel}} + A_{\text{önrész}} \quad (5)$$

A beruházáshoz 2,5 milliárd forint önrész van, amelyet a beruházó szolgáltatna. Ezen felül 50 milliárd forintot szolgáltatna a Fővárosi beruházási összegként, a maradék, fennmaradó összeget hitelfelvétellel kell fedezni, vagy önrészből.

Állandó és változó költségek

Az állandó költségek meghatározásánál hasonló logikát követtem, mint a beruházási költség meghatározásánál, az inflációt figyelembe véve módosítottam a legtöbb költséget, mint a karbantartás, munkaerő bér stb. A változó költségek esetében már egy lépéssel bonyolultabb volt a helyzet, mivel az energiaárakat nem lehetett az alapján megadni.

A szállítási költség esetén az üzemanyagárak változása alapján számoltam ki a költségeket, az elektromos energia bevételénél a HUPX adatai alapján a jelenlegi európai piaci árakkal számoltam, amelyek a tanulmány készítésének időpontjában 265 €/MWh, ami 380 Ft/€-os valutaátváltási árfolyam mellett 100 700 Ft/MWh. A CEEGEX adatai alapján meghatároztam a nemzetközi gáztárat, amely 96 €/MWh, ami 37 240 Ft/MWh-nak felel meg. Az állandó és a változó költségek számítását az alábbi táblázat ábrázolja:

CO₂ kvóta költségeinek meghatározása

A 2. Táblázat még tartalmazza a CO₂ kvótaárakat, amelyeket az összes termelt energia alapján számítottam ki.

$$C_{CO_2} = \frac{(E_{\text{hő, elad.}} + E_{\text{vízgőz, elad.}}) \cdot \frac{\dot{m}_{TSZH}}{10^6}}{\eta_{\text{tszh, kapcsolt}}} \cdot p_{CO_2} \quad (6)$$

Ahol:

- C_{CO_2} = a CO₂ kvóta ára, Ft

2. táblázat. Az állandó és a változó költség számítás eredményei

Állandó és Változó költség	C _{val} , MFt/év	
	2017	2022
Beruházás időpontja		
Üzemeltetési bérek	420,00	527,10
Üzemyag, víz, energiafelhasználás	925,54	1 161,56
Karbantartás (évente)	1 388,31	1 742,33
Nagy karbantartás (5 évente)	2 313,86	2 903,89
Távhőhálózat karbantartása	53,50	67,14
Biztosítások	245,56	308,18
TSZH költsége	-1 708,90	-2 144,67
Veszélyes hulladék lerakása	340,17	426,91
Értékesített távhő	-2 444,56	-2 444,56
Értékesített villamos energia	-1 369,94	-10 489,83
Szállítási költségek, MFt/t	2 371,00	5 635,42
CO ₂ kvóta árak (TSZH)	-	2 363,67
CO ₂ kvóta árak (földgáz)	-	-2 329,38
Földgáz szolgáltatók alternatív költsége	-	-22 857,35
Összesített	2 534,55	-27 452,69
Helyi iparüzési és társasági adó	-257,26	2 786,45
Nettó éves bevétel	4 811,84	-24 666,24

- $E_{hő, elad.}$ = évente eladott hőenergia, kWh/év
- $E_{villany, elad.}$ = évente eladott villamos energia, kWh/év
- $\dot{m}_{TSZH}$ = a TSZH tüzelés fajlagos CO₂ kibocsátása, g/kWh
- $\eta_{TSZH, kapcsolt}$ = a HUHA 2 kapcsolt energiatermelés hatásfoka
- p_{CO_2} = CO₂ kvóta ára, Ft/t

A kvóta költségének meghatározásához először is tudnunk kell, hogy mennyi a TSZH tüzelés fajlagos kibocsátása.

$$\dot{m}_{TSZH} = \frac{(1-\alpha) \cdot f_{TSZH, lomag}}{F} \quad (7)$$

Ahol:

- α = klímaselegességi arányszám
- $f_{TSZH, lomag}$ = TSZH fajlagos CO₂ kibocsátása tömegarány szerint, tonna(CO₂)/kg(TSZH)
- F = a TSZH fűtőértéke, MJ/kg

Az klímaselegességi arányszám értéke a magyar szabályzások alapján $\alpha = 0,5$. Az alfa megadja, hogy az erőmű által termelt energia hányad része számít megújuló forrásból származó energiának, ami így mentesül a CO₂ kvóta árak és kibocsátás alól.

A fajlagos tömegarány szerinti CO₂ kibocsátás a CEWEP riportja alapján $f_{TSZH, lomag} = 0,9$ tonna (CO₂)/kg(TSZH) [5]. Ha a TSZH fűtőértékét 8 MJ/kg-nak feltételezzük, akkor a fajlagos CO₂ kibocsátás értéke $\dot{m}_{TSZH} = 202,5$ g/kWh lett.

Ezek után már meg tudjuk adni a korábban kiszámolni kívánt kvótaköltségeket. A kvóta ár jelenleg 19 760 Ft/tonna(CO₂). Ez az érték az 5 évvel ezelőtti adatokhoz képest jóval magasabb (2017-ben 5000 Ft), és jelenleg exponenciális tendenciát mutat a növekedése. A kvótaköltség a TSZH-ra 2 806,86 millió forint lett évente. A HUHA 2 kapcsolt hatásfoka az előre megadott villamos- és hőkiadási teljesítmények alapján 80,9%, amelyben 63,9%-os a hőkihozatali és 16,9%-os a villamos kihozatali hatásfok [6], [7].

A földgáztüzelésű erőművek CO₂ kvóta költségét ugyanilyen logika mentén lehet megkapni, a gázturbinás erőművek kapcsolt hatásfokát 0,8-nak vettem.

A földgáz fajlagos CO₂ kibocsátását egy sztoichiometriai egyenlettel és a fajhő segítségével számítottam ki:



$$16 \frac{g}{mol} + 2 \cdot 32 \frac{g}{mol} \rightarrow 44 \frac{g}{mol} + 2 \cdot 18 \frac{g}{mol} \quad (9)$$

$$16g \text{ CO}_2 \rightarrow 44g \text{ CO}_2 \quad (10)$$

$$\frac{m_{CO_2}}{m_{CH_4}} = 2,75 \quad (11)$$

Ahol:

- m_{CO_2}/m_{CH_4} = CO₂ kibocsátás mennyisége 1 egység metán elégetésekor tömegarányban kifejezve, kg(CO₂)/kg(CH₄)

$$\dot{m}_{gáz} = \frac{m_{CO_2}}{F} \quad (12)$$

Ahol:

- $\dot{m}_{gáz}$ = a gáz fajlagos CO₂ kibocsátása, g/kWh

A számítások alapján a gáz fajlagos kibocsátása 198 g/kWh. A HUHA 2 CO₂ kibocsátása magasabb lenne, mint a gázturbinás erőművéké, a különbség mértéke meghaladja a 20 000 tonnát évente. A valóságban a TSZH égetésnek csökkenne a CO₂ kibocsátása, ha beleszámolnánk a lerakás során felszabaduló depóniagáz mértékét, ám ezzel nem foglalkozik jelen tanulmány.

Nettó jelenérték és megtérülési idő

A 2. táblázatban foglalt adatok alapján nettó jelenérték számítás végeztem, amelyben két esetet vizsgáltam: az első esetben a beruházás önerőből valósulna meg, a második esetben pedig 50 milliárd forint támogatással, illetve felvett hitellel a 2,5 milliárd forint önrészen kívül. A számítási módszer a következőképpen néz ki:

$$NPV = \sum_n \frac{I_{netto}}{(1+r)^n} - C_{beruházás} \quad (13)$$

Ahol:

- NPV = nettó jelenérték, Ft
- I_{netto} = éves nettó bevétel, Ft
- r = infláció
- $C_{beruházás}$ = beruházási költség, Ft

Az NPV érték nullával egyenlítése esetén ($NPV=0$) ki tudjuk számítani a megtérülési időt. A hitelfelvétel esetén az éves törlesztőrészek nettó jelenértékekre vetített értékét ki kell vonni a profitokból, ennek kiszámítása a következő módon történik:

$$NPV_{hitel} = \sum_n \frac{\frac{C_{hitel}}{m} \cdot (1+THM)^n}{(1+r)^n} \quad (14)$$

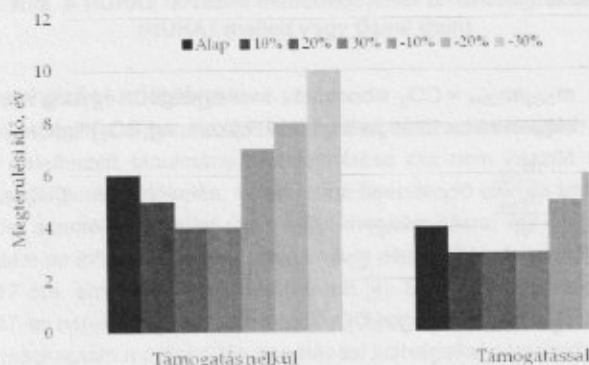
Ahol:

- NPV_{hitel} = a hitel törlesztőrészek jelenértéke, Ft
- C_{hitel} = hitel összege, Ft
- THM = a hitel banki kamatja
- m = a hitel futamideje években

A hitellel korrigált, támogatott NPV értékből ki kell vonni a hitel törlesztőrészek jelenértékét is a hitel időtartamára.

$$NPV = \sum_n \frac{I_{\text{netto}}}{(1+r)^n} - C_{\text{beruházás}} - NPV_{\text{hitel}} \quad (15)$$

A hitel futamidejét 15 évnél vettem, a THM értékét 0,053-nak a tanulmány írásának időpontjában alkalmazott értékek alapján. Mivel az általam alkalmazott beruházási költség csak egy becslés, ami nem tartalmazza az utóbbi időszakban megnőtt nyersanyag és munkaerőköltségeket, emiatt az általam kiszámolt beruházási költség változásait is kiszámoltam $\pm 30\%$ mértékben, majd ezekkel is elvégeztem a megtérülési számításokat. A kapott eredményeket a 3. ábra ábrázolja:



3. ábra. A megtérülési idő alakulása a beruházási költség változásával

A diagramon látható adatoknál több eset is megegyező megtérülési idővel rendelkezik az ábrázolás szerint. Ennek az oka a számítás sűrűsége, amely éves szintű sűrűségben mérte az adatokat, természetesen hónapokban mérve a gázárak növekedésével hamarabb térülne meg minden projekt.

Fajlagos költségek meghatározása

Az erőművek üzemének és gazdaságosságának egyik fő mutatója a fajlagos költség, ami megadja, hogy mekkora pénzbefektetéssel tudunk 1 kWh energiát megtermelni. Ezeket a mutatókat meg tudjuk határozni a hőenergia és a villamos energia szolgáltatás esetén egyaránt. A korábban kiszámolt annuitási értékek itt újra előkerülnek, mert ezek a részesedések fogják megadni, hogy évente mennyibe kerül számunkra az erőmű megépítése a hitelekkel együtt. Az állandó és a változó költségek különválasztása után már tudunk egy összesített fajlagos költséget számolni, ami nem veszi még figyelembe a hő- és az elektromos energia között.

$$f = \frac{(A + C_{\text{állandó}} + C_{\text{változó}})}{E_{\text{hő, elad}} + E_{\text{villamos, elad}}} \quad (16)$$

Ahol:

- f = fajlagos költség, Ft/kWh

A változó hőköltségeket a hatásokok és a teljesítménykiadások figyelembevételével határoztam meg az alábbi módon:

$$p_{\text{hő}} = p_{\text{változó}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{villamos}}}{P_{\text{hő}}}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{villamos}}}{\eta_{\text{hő}}}\right) \quad (17)$$

Ahol:

- $p_{\text{hő}}$ = változó hőköltség, Ft
- P_{villamos} = kiadott villamos teljesítmény, MW

- $P_{\text{hő}}$ = kiadott hőteljesítmény, MW
- η_{villamos} = villamos részhatásfok
- $\eta_{\text{hő}}$ = hőkihozatali részhatásfok

A változó villamos költség kiszámításához csak különbséget kell képezni a változó költség és a korábban kiszámolt változó hőköltség között.

$$p_{\text{villamos}} = p_{\text{változó}} - p_{\text{hő}} \quad (18)$$

A fajlagos hőköltségek kiszámításához figyelembe vettem az annuitási költségeket, az állandó költségeket és a feljebb kiszámolt változó költségeket is. A számítás pontossága miatt a beruházási költségeket a megtermelt energia arányában felosztottam, így jobban látszik a termelés tényleges költsége.

$$f_{\text{hő}} = \frac{(A + C_{\text{állandó}}) \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{villamos}}}{P_{\text{hő}} + P_{\text{villamos}}}\right) + p_{\text{hő}}}{E_{\text{hő, elad}}} \quad (19)$$

Ahol:

- $f_{\text{hő}}$ = fajlagos hőköltség, Ft/kWh

A fajlagos villamos költségek meghatározása ugyanilyen módszerrel történik.

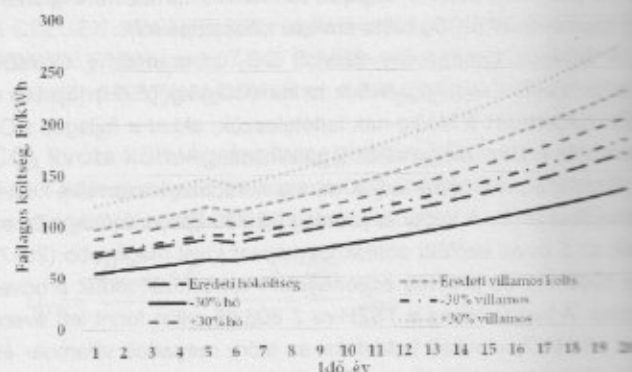
$$f_{\text{villamos}} = \frac{(A + C_{\text{állandó}}) \cdot \frac{P_{\text{villamos}}}{P_{\text{hő}} + P_{\text{villamos}}} + p_{\text{villamos}}}{E_{\text{villamos, elad}}} \quad (20)$$

Ahol:

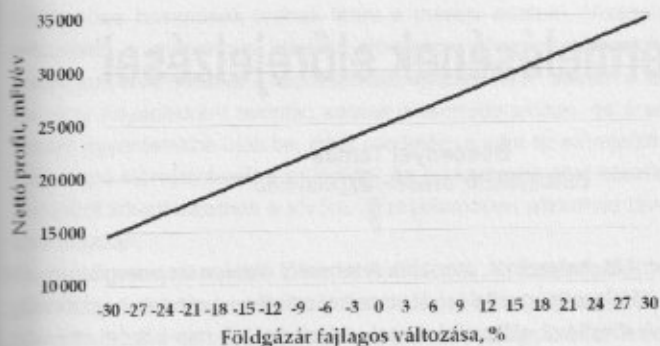
- f_{villamos} = fajlagos villamos költség, Ft/kWh

A gázpiac instabilitása miatt itt is kiszámoltam a gázárakat a jelenlegi esethez képest $\pm 30\%$ mértékig. A 4. ábra illusztrálja számunkra a fajlagos hő és villamos költségek gázár függését az élettartam évének függvényében. A diagram túlszűrésének elkerülése végett csak a szélső, $\pm 30\%$ -os gázárváltozásokhoz tartozó értékeket ábrázoltam a jelenlegi, „eredeti” költségek mellett. A diagramon az 5. évnél egy törés látható a függvényeken, ennek oka az, hogy a három gázéremű átlagolt telepítési idejének és feltételezett 20 éves időtartammal leírt beruházási költségeinek figyelembevételével a HUHA2 megépülése után 5 évvel járna le ezen leírási időszak, amely után már a beruházási költség nem fogja megemlíteni a fajlagos költségeket.

A HUHA2 nettó profitja az állam szempontjából össze van kötve a gázár alakulásával pozitív kapcsolatban, az alábbi diagram szemlélteti, hogy mekkora profitot is tudna realizálni az erőmű a gázár függvényében.



4. ábra. A fajlagos hő- és a villamos költségek alakulása a gázár változásával



5. ábra. A HUHA2 által realizált nettó profit a gázárak függvényében

Összefoglalás

A prezentált eredmények fényében megállapítható, hogy habár a TSZH tüzelésnek megvannak a negatív aspektusai, amik legfőképpen a bonyolult követelmények teljesítésében, a rossz minőségű tüzelőanyag hasznosításában és az általa okozott korróziós problémákban mutatkoznak, ám ezek ellenére hatalmas gazdasági előnyben van a gáztüzelésű erőművekhez képest, továbbá környezetvédelmi szempontból sok előnnyel jár, amely kézzel fogható az Európai Unió szabályozásokban is. Összességében kijelenthető, hogy a HUHA 2 egy gazdaságilag rendkívül gyorsan megtérülő, a nemzetközi árakhoz dinamikusan igazodó energiatermelő egység lenne, ami a tanulmány időpontjában fennálló gázárak mellett évi 25 milliárd forint nettó bevételt tudna realizálni az állami közigazgatás szemszögéből.

Köszönetnyilvánítás

A kulturális és Innovációs Minisztérium ÚNKP-22-2-BME-66 kód-számú Új Nemzeti Kiválóság Programjának a Nemzeti Kutatási, Fejlesztési és Innovációs Alapból finanszírozott szakmai támogatásával készült.



KULTURÁLIS ÉS INNOVÁCIÓS
MINISZTERIUM



Új Nemzeti
Kiválóság Program

Felhasznált irodalom

- [1] HUHA2 Új Iszapégető és Hulladék-hasznosító Erőmű Műszaki Döntés Előkészítő Tanulmány Rev.1. (S-6 Mérnök Kft, koordinátor: Orbán Tibor, 2017. augusztus)
- [2] KSH TSZH kezelési adatok: https://www.ksh.hu/stadat_files/kor/hu/kor0029.html
- [3] SRF-RDF különbség: http://www.combustioninstitute.hu/tdk_dij/2019/SebeEmese_TDK2018.pdf
- [4] Infláció alakulása: <https://www.mnb.hu/letoltes/hun-ir-digitalis-13.pdf> és https://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_eves/i_qsf001.html
- [5] D. O. Reimann: CWEWP Energy Report III. (status 2007-2010)
- [6] Földgáz fajlagos kibocsátása: http://energia.bme.hu/~kaszas/Energetika%20II/1_Energiahordozok-1.pdf
- [7] CO2 kvóta ára: <https://www.portfolio.hu/gazdasag/20210511/sohasem-volt-meg-ilyen-magas-a-szen-dioxid-kvotak-ara-es-ez-meg-csak-a-kezdet>
- [8] Hulladék előválogató beruházás: <https://3bh.hu/3bh/palyazatok/15-megnovelt-hatekony-sagu-feldolgozasi-es-energetikai-hasznositasi-celu-komplex-technologiak-kifejlesztese-a-telepulesi-szilard-hulladekokhoz.html>
- [9] Gergely László Zsolt: Hulladékok energetikai hasznosítása - Új hulladékhasznosító mű létesítése (Budapest, 2018)



Képek a KLENEN'17 és KLENEN'21 konferenciákról

Megdől a napelemes termelési csúcs

2023. február 10-én minden korábbinál többet, közel 2000 megawattot termeltek a hazai naperőművek. A rekorddöntés napján a teljes hazai villamosenergia-fogyasztás több mint harmadát az időjárásfüggő megújulók adták. A belföldön hozzáférhető energiaforrások fokozott hasznosítása erősíti Magyarország energiaszuverenitását. A környezetbarát áramtermelés hozzájárul a klímasemlegességi célok valóra váltásához is.

A MAVIR által tavaly nyáron, 2022. július 13-án rögzített korábbi csúcst 94 megawattal múlta felül a déltájban regisztrált, 1953 megawattos múlt pénteki termelési rekord. Február 10-én a hazai áramfogyasztás 37 százalékát fedezte az összesen 2072 megawatt időjárásfüggő megújuló – döntő részben napelemes – termelés. A rekordmennyiségű forrásból így még exportra is jutott mintegy 240 megawatt.

Az állami támogatásoknak köszönhetően az elmúlt években rendkívül gyors ütemben növekedett a napenergia hazai hasznosítása. A beépített napelemes kapacitások a tavalyi év végére meghaladták a 4000 megawattot Magyarországon. E teljesítmény mintegy kétharmad-egy harmad arányban oszlik meg az ipari-kereskedelmi és a háztartási méretű erőművek között.

A kormány 163 milliárd forint összértékű hálózatfejlesztési beruházásokat támogat az elosztó társaságoknál és a nagyfeszültségű hálózat üzemeltetőjénél az újabb kapacitások rendszerbe kapcsolhatósága érdekében. Az uniós társfinanszírozással tervezett korszerűsítések fedezetét a mielőbbi megvalósítást segítve megelőlegezi a hazai költségvetés. A napelemes összkapacitásra 2030-ig kitűzött 6000 megawattos cél már jóval korábban, akár néhány éven belül elérhető lehet.

Budapest, 2023. február 14. Forrás: sajto@em.gov.hu

Apor Veronika Geotermikus erőművek potenciálja Magyarországon <i>Potential of Geothermal Power Plants in Hungary</i> <i>Die Potenziell den geothermischen Kraftwerken in Ungarn</i>	45
Gianone János, Imre Attila Geotermikus hőforrás egyidejű használata villamosenergia-termelésre és távhőszolgáltatásra <i>Simultaneous use of geothermal heat sources for electricity generation and district heating</i> <i>Gleichzeitige Nutzung geothermischer Wärmequellen für Stromerzeugung und Fernwärme</i>	50
Pózmán Réka Alexandra, Székely László, Csélikó Richárd Elektrosztatikus szálképző berendezés készítése és a működést befolyásoló paraméterek vizsgálata <i>Construction of an electrostatic fiber-forming device and investigation of the parameters influencing its operation</i> <i>Entwurf einer elektrostatischen Faserformungsanlage und Untersuchung der Parameter, die ihren Betrieb beeinflussen</i>	56

KLENEN 7.3. szekció * KLENEN 7.3. section * KLENEN 7.3. sektion Papik Ákos Háztartási méretű kiserőművek megtérülésének vizsgálata hőszivattyúval és akkumulátorral <i>Investigating the Return on Investment of Household-Scale Small Power Plant with Heat Pump and Battery</i> <i>Untersuchung der Kapitalrendite von kleinen Haushaltsstromanlagen mit Wärmepumpe und Batterie</i>	62
Markovics Dávid, Mayer Martin János Villamosenergia-rendszer frekvencia-szabályozásának fejlesztése gépi tanúlással <i>Developing the frequency control of the electric power grid using machine learning</i> <i>Entwicklung der Frequenzsteuerung von Stromversorgungssystemen mithilfe von maschinellen Lernen</i>	67
Köves András, Iváncsi Tamás A DC microgrid elterjedésének korlátai <i>Limits to the deployment of DC microgrids</i> <i>Grenzen des Einsatzes von DC-Microgrids</i>	73

Kocsis Kende HUHA2 hulladékégető mű létesítésének értékelése budapest távhőellátásában <i>Evaluation of the establishment of HUHA2 waste incineration plant in the district heating supply of Budapest</i> <i>Bewertung der Einrichtung der Müllverbren- nungsanlage HUHA2 im Rahmen der Fernwärme Versorgung von Budapest</i>	79
--	----

Békési Bálint A fotovoltaiikus rendszerek termelésének előrejelzése <i>Forecasting the production of photovoltaic systems</i> <i>Vorhersage der Produktion von Fotovoltaikanlagen</i>	84
---	----

Juhász Kristóf Péter, Táci István, Sztráda Gyula Rendszer inercia várható változásai és hatása a VER működésére <i>Changes in system inertia and their impact on the power system</i> <i>Power-to-Gas/Power-to-Methan- Technologie – Wohin als nächstes?</i> <i>Änderungen der Systemträgheit und ihre Auswirkungen auf das Stromnetz</i>	87
---	----

KLENEN'23 Program * KLENEN'23 Program * KLENEN'23 Programme	92
--	----

