

Az épületberuházások fenntartható komponenseinek pénzügyi értékelése¹

Csapi Vivien

Pécsi Tudományegyetem

Az épületenergetikai beruházások fenntartható komponensei közé sorolhatjuk a villamosenergia-termelési technológiákat. A következőkben a gyakorlatban ezek pénzügyi értékelésére leggyakrabban alkalmazott eljárásnak, a teljes életciklus költség módszernek empirikus tesztjét mutatom be azzal a céllal, hogy rávilágítsak a hagyományos és fenntartható megoldások közötti párhuzamokra, és ellentétekre. A 18 villamosenergia-termelési technológia esetében végrehajtott elemzésem alapján a módszer viszonylag egyszerű paraméter becslése, intuitív logikája következtében alkalmas a fenntartható megoldások azonosítására.

Kulcsszavak: életciklus költség, érzékenységvizsgálat, érdemességi sorrend

A TELJES ÉLETCIKLUS KÖLTSÉG MÓDSZER - ELMÉLETI KITEKINTŐ

A teljes költség módszer becslésének eredete a villamosenergia piac monopóliumának időszakában keresendő. Ebben az időszakban a villamos-energia szolgáltatók, termelők és a hálózat-üzemeltető vállalkozások az erőmű relatív költségeinek elsőszámú mutatójaként mint a villamosenergia-termelési *technológia pénzügyi életképességét tesztelő módszert* használják. A teljes termelési költség, vagy sok esetben teljes életciklus költségnek nevezett módszer (*levelized cost of electricity = LCOE-módszer*) egyetlen szereplő, a villamos-energia termelő vállalat, az erőmű tulajdonos szempontjából vizsgálja a költség paramétereit, és nem veszi figyelembe a szélesebb villamos-energia hálózatra kifejtett hatásokat; valamint a környezet, a társadalom szempontjából fontos externáliákat is csupán egyetlen paraméteren, jellemzően a CO₂-kibocsátás költségén, a karbon árán keresztül ragadja meg.

A teljes költség adatokból a villamosenergia-szektor vállalatai *átlagos rendszer költséget* számolva a hatóságok felé kommunikálták a biztonságos villamos-energia szolgáltatás nyújtásához szükséges finanszírozási forrás nagyságát, illetve az utóbbiak ezen információk függvényében képesek voltak az output árak központi meghatározására. A monopol környezetben végrehajtott költség becsléseket gyakran használták a legalacsonyabb költséggel járó technológia azonosítására annak érdekében, hogy mind technológiai, mind gazdasági szempontból hozzájáruljanak a villamos-energia hálózat stabilitásához, illetve fejlődéséhez.

A teljes költség módszer megkísérlí megragadni a villamos-energia termelő létesítmény *teljes élettartama alatti költségeket* – innen a teljes életciklus költség elnevezés – leírva a „bölcstől sírig” szemléletét a módszernek, majd szétosztja ezen költségeket a villamos-energia output mennyiségének jelenértékére. *A módszer két megközelítése terjedt el.* Mindkettőhöz szükséges első lépésben az erőmű létesítése és működése során felmerülő költségek

és azok realizálódási időpontjának meghatározása, vagyis a költségáramok becslése. Emellett szükséges a villamos-energia output mennyiségének, valamint a kapcsolódó életciklus mérőföldköveknek a becslése.

Matematikai szempontból a módszer a diszkontált pénzáram módszerek közé sorolható. Az első számítási módszer, melyet a Nemzetközi Energia Szövetség (IEA) is használ, diszkontálja a jövőbeli költségeket, majd elosztja a kapott eredményt a jövőbeli output jelenértékével. A második módszer, melyet annuitás-módszernek is neveznek, a jövőbeli költségáramok jelenérték-összegéből indul ki, majd egy költség-egyenértékest származtat, és ezt osztja az átlagos éves villamos-energia outputtal. A módszer alkalmazásakor meg kell nézni tehát, hogy melyik az az annuitás típusú pénzáram, mely az erőmű hasznos élettartama alatt egyenletes költségtételként realizálódva pontosan azt a jelenértékű költségtömeget mutatja, mint a becsült, nem azonos nagyságú pénzáramok a kivitelezési periódus, valamint a hasznos élettartam éveiben. Amennyiben mindkét módszernél a diszkontálás során ugyanazt a tőkeköltsé-

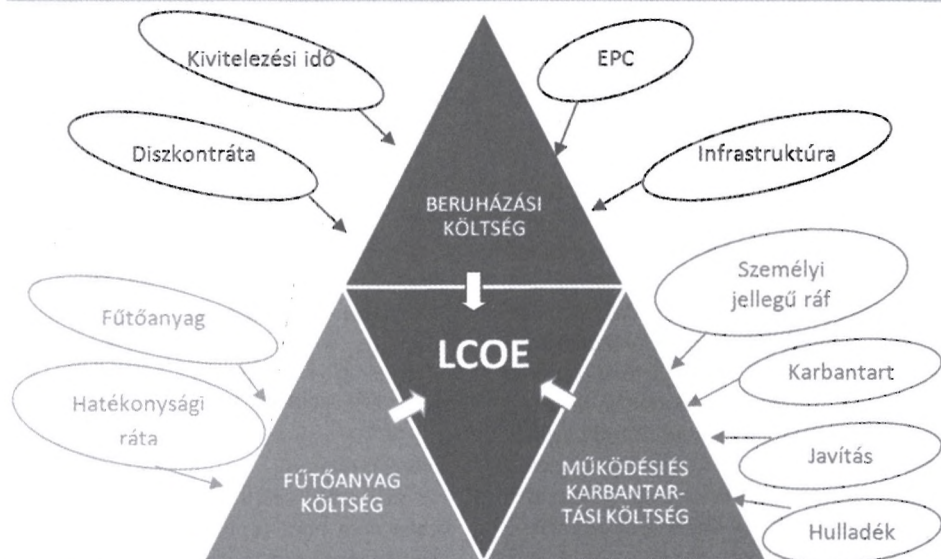
get, valamint az annuitás formulában azonos szintezési (*levelization*) rátát² használunk, a kapott eredmények megegyeznek (Gross et. al., 2007).

Az 1. számú ábra ízelítő a módszer összetettségét, a kulcsparaméterek számosságát tekintve.

A TELJES ÉLETCIKLUS KÖLTSÉG ELJÁRÁS GYAKORLATI ALKALMAZÁSA

A bizonytalansági tényezők figyelmen kívül hagyása ellenére az LCOE máig elfogadott, transzparens mérőszáma a termelési költségeknek, és széles körben alkalmazott módszere a különböző villamosenergia-termelési technológiák összehasonlításának. Az LCOE lényegében egyenlő a diszkontált költségelemek összegének, valamint a diszkontált villamosenergia-termelés mennyiségének hányadosával. Amennyiben a villamos-energia ára megegyezik a technológia teljes életciklus költségeinek egységnyi outputra jutó értékével, egy beruházó befektetése pontosan visszatérül, sem értékteremtés, sem értékrombolás nem történik a beruházás kapcsán.

1. ábra: A teljes termelési költséget befolyásoló tényezők



Forrás: Saját szerkesztés

A teljes termelési költség módszer fenti kvalitatív leírását követően a kvantitatív modell a következőképpen írható fel:

$$LCOE = \frac{BK \cdot \frac{(e^{-r \cdot 0} - e^{-r \cdot t})}{r} + \left[(OMFC + \frac{OMVC}{1000} \cdot 8760 \cdot TT) + \left(\frac{FA}{1000} \cdot 8760 \cdot \frac{TT}{EFF} \right) \right] \cdot \frac{(e^{-r \cdot t} - e^{-r \cdot (t+n)})}{r}}{\sum OUTPUT}$$

$$= \frac{NPV_{BK} + NPV_{OM} + NPV_{FA}}{\sum OUTPUT}$$

Forrás: Saját szerkesztés (IEA, 2010) alapján

ahol

1. táblázat: A teljes életciklus költség paramétereinek magyarázata

Jelölés	Megnevezés	Mértékegység
BK	Beruházási költségek	\$/KW
OMFC	Működési és karbantartási állandó költségek	\$/KW
OMVC	Működési és karbantartási változó költségek	\$/MWh
FA	Fűtőanyag költségek	\$/MWh
t	Kivitelezési idő	év
n	Hasznos élettartam	év
r	Diszkontráta	%
TT	Terhelési tényező	%
EFF	Hatékonyági tényező	%

Forrás: Saját szerkesztés

A villamos-energia előállítás teljes költségének kalkulálása során felhasznált paramétereket két csoportba sorolhatjuk, a műszaki, technológiai eredetű tényezőkre, valamint a pénzügyi-gazdasági becslésekre alapozott változókra.

A számítások technikai paraméterei Időtényezők

A számításaim során két *időtényezőt* használtam, egyrészt a technológia kiépítésének, a tervezési, előkészületi fázistól kezdve, az engedélyeztetési szakaszon keresztül a konkrét üzembe helyezésig tartó *kivitelezési periódusát*; valamint az adott villamosenergia-termelési technológia *hasznos élettartamát* (Stretton, 2010). A korai, 2000-es évek elején, közepén közölt adatok jellemzően hosszabb kivitelezési időszakot jeleztek a megújuló energiaforrás alapú technológiák esetében, valamint az akkor még gyerecki-

pőben járó CCS-technológiával kiegészített alternatíváknál. Az azóta bekövetkező piaci változások azonban az életciklus egy következő szakaszába lendítették a megújuló technológiákat, így azok egy egysége mára jóval rövidebb kivitelezési idővel jellemezhető (IEA, 2011).

A paraméterrel kapcsolatosan egyetlen dolgot kell megjegyeznem. A hasznos élettartam nem egyezik meg az erőmű üzemeltetési idejével. Üzemeltetési idő alatt egy újabb paraméter, egy erőmű-technológiai paraméter, a terhelési faktor segítségével kalkulált éves üzemeltetési időszakot értjük.

Terhelési tényező

A *terhelési tényező* a villamosenergia-szektorban nem más, mint az adott erőmű teljesítményének annak maximális teljesítményéhez viszonyított hányadosa. Két általá-

nos számítási módszere terjedt el: az átlagos terhelés kapacitáshoz viszonyított hányadosa; valamint az átlagos terhelés csúcsterheléshez viszonyított hányadosa.

Egyértelműnek látszik, hogy a cél a minél nagyobb terhelési tényező realizálása, hiszen minél nagyobb a terhelési tényező, a villamosenergia-termelés állandó költségei annál nagyobb kWh-ban vagy MWh-ban értelmezhető outputra oszlanak szét. A nagyobb terhelési tényező egyúttal ugyanis nagyobb kibocsátást, vagyis villamosenergia-termelést eredményez. Vagyis általánosságban kijelenthető, hogy a magasabb terhelési tényező nagyobb termelést, és ezáltal alacsonyabb egységköltséget eredményez, ami pedig a villamos-energia termelő oldaláról a befektetés megtérülésére visszamaradó árhányad (értékesítési ár-egységköltség) magasabb értékét produkálja.

A hagyományos technológiák jellemzően nagyobb terhelési tényezővel rendelkeznek. A megújuló technológiák közül egyedül a geotermikus erőművek mutatnak 80% feletti kapacitás tényezőt (POWER SWITCH, 2003; AEO, 2008; NREL-SEAC, 2008; MiniCAM, 2008; EERE, 2008; EIA, 2010).

A gyakorlatban elterjedt az erőművek terhelési tényező szerinti kategorizálása. A 75% feletti terhelési tényezővel rendelkező erőműveket *alaperőműveknek* nevezük, ezek tipikusan 400 MW-nál nagyobb

egységmértetű, jellemzően fosszilis, illetve nukleáris technológia alapú erőművek. A megújuló energia alapú technológiák közül az alaperőmű csoportba csupán a geotermikus és biomassza erőműveket sorolják, ahogyan az a fenti táblázatból is implications.

Fontos megjegyezni, hogy a Föld egyes régióiban a vízenergia alapú erőművek képesek 75% feletti kapacitás kihasználtságot produkálni, azonban ez semmiképpen sem jellemző érték, több tényező egybeesésére van szükség ahhoz, hogy mindez teljesülhessen; többek között a kiszámíthatatlan időjárási viszonyok, földrajzi adottságok mellett a megfelelő műszaki kialakításnak.

A *menetrendtartó erőmű* kategóriába a 40 és 60% közötti kapacitás tényezőt produkáló erőműveket soroljuk, ezek viszonylag kis egységmértetű (100 és 300MW közötti) szénerőművek illetve a földgáz és kőolaj kettős tüzelésű CCT technológiák. A nap- illetve szélenergia alapú megújuló technológiák egyes esetekben, megfelelő földrajzi, időjárási sajátosságok esetében ebben a kategóriába eshetnek, ahogyan azt az adatbázisokból elérhető maximális kapacitás tényező adatok jelzik.

A harmadik erőműcsoportba a *csúcs-erőmű* csoportba a nagyon alacsony éves terhelési tényezővel rendelkező (5-15%) erőműveket soroljuk. Mindez azt jelenti, hogy ezek a technológiák mindössze az év 8760 órájából 440-1350 órányi időszakot üzemelnek maximális kapacitásuknak megfelelően. Ide sorolhatjuk a földgáz-turbinákat, a legtöbb szárazföldi, átlagos területi és időjárási adottságokkal jellemezhető területen kiépített szél-erőművet, a napkollektorokat, valamint a koncentrált szolár-termál egységeket.

Pénzügyi-gazdasági paraméterek

Tervezési-beszerezési-építési (EPC) költségek
Egy villamos-energia előállítási technológia beruházási költsége alatt azokat a pénzügyi áramlásokat értjük, melyek eszköz-
lése szükséges az erőmű üzembe helyezése

„Fontos megjegyezni, hogy a Föld egyes régióiban a vízenergia alapú erőművek képesek 75% feletti kapacitás kihasználtságot produkálni, azonban ez semmiképpen sem jellemző érték, több tényező egybeesésére van szükség ahhoz, hogy mindez teljesülhessen; többek között a kiszámíthatatlan időjárási viszonyok, földrajzi adottságok mellett a megfelelő műszaki kialakításnak.”

érdekében. Ide tartoznak az erőmű építésének, a berendezések beszerzésének költségei, melyeket a szakzsargon összefoglalóan *tervezési-heszerzési-építési (EPC)* költségeknek nevez. Az EPC-költségek mellett a beruházási költségekhez soroljuk az infrastruktúra, illetve hálózatra csatlakozási költségeket, utóbbi esetében legyen szó akár fűtőanyag-, akár hűtési-hálózatról.

Az utóbbi költségtényezők nagysága attól függ, hogy azokat előzetesen az EPC-költségekben figyelembe vették-e vagy sem. A fejlesztési, beleértve engedélyeztetési-, hatósági díjakat, illetve az ingatlan beszerzések hagyományos szemléletben szintén egy beruházás kezdeti költségeiben vennék számításba, ezek közül azonban az ingatlan beszerzési költségeket figyelmen kívül hagyom a teljes termelési költség (LCOE) kalkulálása során.

A megújuló energia lapú technológiák létesítése KW energiára vetítve jelentősen

magasabb, mint a hagyományos, jellemzően fosszilis tüzelőanyag, illetve nukleáris alapú technológiák beruházási költsége. Kivételt képeznek a jelentős méretű, korlátozott kialakítási lehetőségekkel rendelkező vízerőművek, valamint a kvázi fosszilis technológiának minősülő, fűtőanyagot felhasználó biomassza erőművek. A beruházási szempontból „legolcsóbb” technológiák a szénhidrogén alapú, kőolaj és földgáz tüzelőanyagú erőművek (Stretton, 2010; IEA, 2010; AEO, 2009, EERE, 2008).

Működési és karbantartási költség (állandó és változó)

A működési és karbantartási költségeken belül elkülönítjük az állandó, valamint a változó költségeket. Az *állandó költségek* között jellemzően a személyi jellegű ráfordításokat, a tervezett, valamint az előre nem tervezett karbantartási költségeket, a biztosítási díjakat, az ingatlanadókat (kama-

2. táblázat: Teljes életciklus költség három feltételezett forgatókönyvre*

		LCOE (\$/MWh)					
		5%			10%		
	Technológia	Pesszimista	Átlagos	Optimista	Pesszimista	Átlagos	Optimista
Hagyományos technológia	IGCC	124,30	80,33	56,92	164,00	102,62	69,15
	Szén (PC)	123,34	76,70	53,49	165,07	94,03	63,44
	Kőolaj	179,01	177,89	177,21	190,28	188,22	186,94
	CCGT	159,29	89,84	64,08	167,69	95,88	71,11
	Földgáz CHP	188,33	167,10	151,75	200,72	176,24	159,50
	Gáz üzemanyagcella	207,25	171,49	127,72	252,07	205,11	145,07
	Nukleáris LRW	122,87	76,55	48,79	206,43	117,17	65,69
	Nukleáris fejlett	43,60	56,36	37,34	89,50	97,37	74,55
Megújuló technológia	Hydro	47,92	42,49	47,20	93,04	80,34	90,56
	Biomassza	182,21	132,45	162,82	214,82	155,79	222,54
	Biomassza/szén CHP	122,41	106,91	91,41	144,34	128,84	113,34
	Onshore szél	61,04	46,93	25,14	89,34	68,55	36,14
	Offshore szél	625,49	173,35	39,55	988,57	258,51	58,00
	Nap PV	71,97	146,22	281,71	116,44	231,01	434,74
	Nap termál CSP	124,06	138,19	91,25	203,81	221,44	147,46
	Ár-apály	117,66	101,13	104,66	242,17	201,21	202,64
	Hullámzás (wave)	191,93	255,90	511,81	264,26	352,35	704,69
Geotermikus	113,92	50,04	26,73	181,64	72,47	36,86	

*Karbon költség nélkül; 5 és 10%-os tőkeköltség mellett (\$/MWh)

Forrás: Saját számítás

tok), valamint a rendszerhasználati díjakat mutatjuk ki.

A *változó költségek* között az outputtal kapcsolatos javítási és karbantartási költségeket, a károsanyag-kibocsátás költségét, melyet jellemzően összefoglalóan karbon költségként definiálnak, valamint egyes adatbázisok esetében az üzemanyag költségeket mutatjuk ki. A teljes termelési költség számítás során azonban a fűtőanyag költségek elkülönítetten, önálló paraméterként szerepelnek, ezért az adatgyűjtés során az ezen költségelemet nem tartalmazó változó működési és karbantartási költségekre koncentráltam. A változó költségek közé soroljuk továbbá a hulladék kezelési, szállítási és raktározási költségeket (AEO, 2009; NREL-SEAC, 2008; MiniCAM, 2008; Stretton, 2010; AEO, 2011).

Fűtőanyag költség

A fűtőanyag költséget a számítások során egységnyi villamos-energia outputra (MWh) vetítve vettem figyelembe, ezzel némileg egyszerűsítve a számításokat. Bár a különböző adatbázisok (OECD, IEA) közlik régióként a földgáz fűtőanyag esetében a millió brit hőegységre (MMBtu), a szén fűtőanyag esetében a tonnára jutó, a kőolaj fűtőanyag esetében a hordónkénti egységköltségeket, a számításaim során az elérhető MWh-ra vetített költségadatokból indultam ki (AEO, 2009; NRELSEAC, 2008; MiniCAM, 2008; Stretton, 2010).

A teljes életciklus költség számítása

A számításokat három forgatókönyvre, egy az adatbázisokból elérhető minimum adatokra alapozott pesszimista, az átlagértékekre alapozott átlagos, valamint a maximum értékekre alapozott optimista forgatókönyvre építettem. Mindhárom scenáriót egy 5, valamint egy 10%-os diszkontrátát feltételezve számítottam a nyolc hagyományos, valamint a tíz megújuló energia forrás alapú technológia esetében.

A 2. táblázat tanúsága szerint a hagyományos technológiák alacsonyabb egységköltséggel képesek villamosenergiát előállí-

tani, mint a megújuló technológiák. A legolcsóbb villamosenergia-termelési technológia a nukleáris technológia, valamint a megújuló technológiák közül a vízenergia és a szárazföldi szélenergia erőművek.

Amennyiben megvizsgáljuk az egyes technológiák esetében 5 és 10%-os töke-költség mellett a teljes életciklus költség belső összetételét, azt látjuk, hogy a pesszimista forgatókönyv költségnövekedését a beruházási költségek térnyerése eredményezi, míg egy optimista forgatókönyv esetében a hagyományos technológiák kedvező beruházási költség alakulásának eredménye a fűtőanyag-költség dominancia lesz, amely tendencia a megújuló energia alapú technológiák egységköltségének szignifikáns csökkenését, például a szárazföldi szélerőmű esetében az LCOE értékek nukleáris teljes életciklus költség alá csökkenését, vagyis a legolcsóbb technológia esetében trónfosztást jelentene.

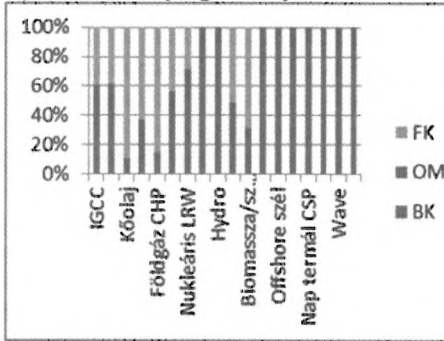
A 2. számú ábra a három forgatókönyv LCOE értékeinek egymás melletti ábrázolásával tökéletesen tükrözi az egyes technológiák költségalakulásának bizonytalanságát. *A megújuló technológiák esetében a három forgatókönyvre értelmezett teljes életciklus költségek jelentős szóródást mutatnak, ami elsősorban a beruházási költségelem magas volatilitásának következménye.*

A teljes életciklus költség paramétereinek érzékenység-vizsgálata

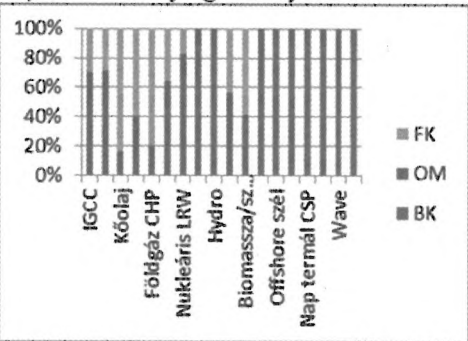
Hat tényezőre végeztem érzékenység-vizsgálatot az átlagos forgatókönyvből kiindulva. Minden paraméter esetében 10%-os növekedést, illetve csökkenést feltételezve végeztem el a teljes életciklus költségsszámítást minden egyéb tényezőt változatlanul feltételezve.

A beruházási költségelem változására a megújuló technológiák mutatják a legnagyobb érzékenységet. Pontosan ezek voltak azok a technológiák melyek beruházási költség adatai a legnagyobb szórást mutatták a különböző adatbázisok alapján. A működési és karbantartási állandó költségekre előzetesen a komplex, jelentős műszaki támogatást

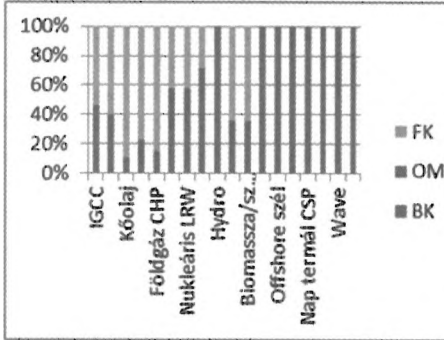
(a) Pesszimista forgatókönyv $r=5\%$



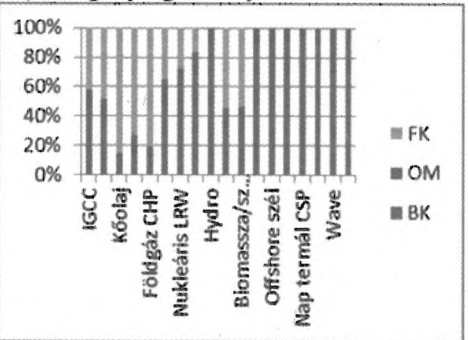
(b) Pesszimista forgatókönyv $r=10\%$



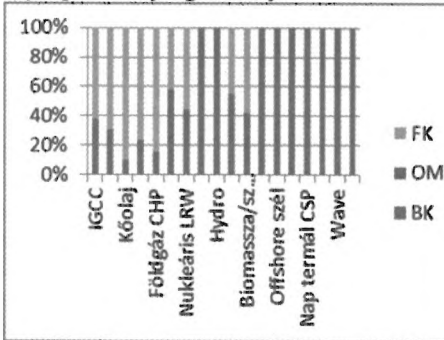
(c) Átlagos forgatókönyv $r=5\%$



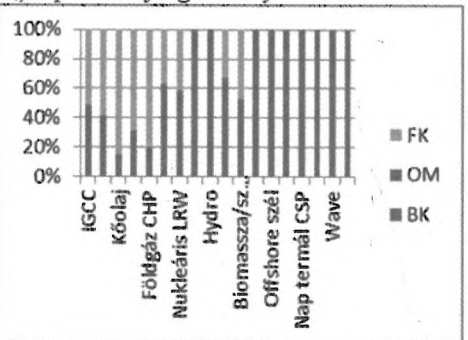
(d) Átlagos forgatókönyv $r=10\%$



(e) Optimista forgatókönyv $r=5\%$



(f) Optimista forgatókönyv $r=10\%$



*Karbon költség nélkül; 5 és 10%-os tőkeköltség mellett (\$/MWh)

Forrás: Saját szerkesztés

igénylő technológiák érzékenysége számitottam. Ez a várakozás némileg beigazolódott, hiszen egy viszonylag kevésbé elterjedt megújuló energiaforrás alapú, a tengerek, óceánok hullámsza által keltett energiára épülő technológia, ezt követően a geotermikus, majd az ár-ápály alapú technológiák mutatják a legnagyobb érzékenységet.

A működési és karbantartási változó költségek +/- 10%-os változtatására a MWh-ra jutó legnagyobb működési és karbantartási változó költséggel rendelkező gáz üzemanyag-cellák teljes életciklus költsége reagált a legérzékenyebben, mely technológia 0,1 MW-os rendkívül alacsony egységmértete folytán irreleváns a későbbi ener-

gia összetétel vizsgálatok során. Az érzékenységi sorban következő technológiák a kőolaj, valamint vízenergia alapú technológiák, melyek viszonylag alacsony egységnyi változó költséggel, a teljes életciklus költségen belül szintén alacsony arányt képviselő költségelem változtatására mutatnak jelentős érzékenységet.

Ahogy az várható volt, a fűtőanyag költségek változtatására a fosszilis technológiák LCOE értékei reagálnak a legérzékenyebben. Ezen belül is a legjelentősebb költségváltozást a kőolaj alapú, majd sorban a földgáz, végül a szén alapú technológiák mutatják. A megújuló technológiák esetében egy vízszintes görbe jelzi az abszolút érzéketlenséget.

A diszkontráta változtatására az átlagos forgatókönyv szerint a költség-összetételükben a beruházási költségeket legnagyobb arányban tartalmazó technológiák mutatják a legnagyobb érzékenységet, így a vízenergia, az ár-apály, valamint jellemzően a megújuló energiaforrás-alapú technológiák. A terhelési tényező az egyetlen paraméter, melynek érzékenységi függvényei negatív meredekségűek lesznek, hiszen az adott erőmű teljesítményének annak maximális teljesítményéhez viszonyított hányadosát növelve az egységnyi MWH-ra jutó költségek csökkenését kell tapasztalunk. Az egységnyi változtatásra legérzékenyebben az alacsony terhelési tényezővel rendelkező megújuló energiaforrás alapú technológiák (szárazföldi és off-shore szélenergia), valamint a magas terhelési tényezővel, és az összes költségelem közül a terhelési tényező alakulásától leginkább függő, működési és karbantartási költségek kiemelten magas értékével jellemezhető (geotermikus, hullámzás energiájára épülő) erőművek reagálnak.

ÖSSZEFOGLALÁS, KÖVETKEZTETÉSEK

Az *LCOE-módszer előnyei* vitathatatlanok, hiszen meghatározásával lehetővé válik egy új erőmű termelési költségeinek, illetve adott technológia termelési költsé-

geinek becslése; vagyis a beruházó számára az adott piacon elérhető termelési technológiák elemzése. A módszer előnyei közé sorolhatjuk többek között annak rugalmasságát, hiszen mivel a villamosenergia-piacok jelentősen különbözhetnek, fontos, hogy a befektetők képesek legyenek a kulcs-paraméterek, illetve feltételezések módosítására, azok helyi, illetve regionális sajátosságokhoz igazítására. Az eljárás lehetővé teszi az elérhető technológiák közül a legalacsonyabb egységköltséggel rendelkező technológia azonosítását; a befolyásoló paraméterek érzékenység-vizsgálatán keresztül a bizonytalansági tényezők költségelemekre kifejtett hatásának vizsgálatát, valamint az egyes technológiák költség szerkezetének elemzését. A teljes életciklus költség módszer képes visszatükrözni a hosszú távú finanszírozás realitását azzal, hogy biztosítja a kiszámítható rangsort, a stabil fogyasztás-növekményt; valamint egyenletes technológiai fejlődést feltételezve az új erőművek pozícióját e rangsorban (Fraser, 2003).

Az 1960-as 70-es években megfogalmazódtak az első kritikák a módszerrel szemben. Turvey és Anderson (1977) cikke az első, mely összefoglalóan citálja a *módszer korlátait*. A hátrányok között elsőként a módszer korlátozó feltevéseit kell említenünk. A kapott költségnagyság megfelel egy befektető teljes költségének a *termelési költségek biztonságának, valamint a villamos-energia árak stabilitásának* feltételezésével. A teljes termelési költség tehát közelebb áll a szabályozott monopol piacok esetében eszközölt erőmű-beruházások költségeihez mint a változó árakkal jellemezhető liberalizált piacokon végrehajtott technológiai beruházások költségeihez. Más szóval a teljes költség számítása során feltételezett tőkeköltség a módszer feltételezése szerint visszatükrözi a befektető várható hozamát a speciális piaci vagy technológiai kockázatok figyelmen kívül hagyása mellett. Mivel azonban a piaci és technológiai kockázat jellemzően jelen van, az LCOE, valamint a valós, számtalan korábban ismerte-

tett bizonytalansági tényezővel szembe-
sülni kénytelen befektetői tényleges költsé-
gek közötti különbség igazolhatóvá válik.

Az 1970-es évekre egyre szofisztikál-
tabbá váló új kapacitás tervezési modellek
lehetővé tették a villamosenergia-szektor
sajátjának tekinthető, a korábbiakban mel-
lőzött tényezők figyelembe vételét. A napi,
heti és szezonális kereslet ingadozásokat;
a kínálati szezonális ingadozásokat; a meglévő erőmű
kapacitást; az addicionális technológiák
hatását a meglévő *érdemességi sorrendre*;
valamint a jövőbeli kereslet ingadozásá-
ból, a szabályozási környezetből, valamint
a technológiai fejlődésből adódó bizonyta-
lanságokat.

A teljes költség módszer legnagyobb
hátránya, a technológiák mindössze önálló,
szeparált értékelésre képessége. A külön-
féle villamos-energia előállítási technoló-
giák eltérő kockázat-hozam tulajdonságok-
kal rendelkeznek, és potenciálisan jelen-
tős előnyök származhatnak egy diverzifi-
kált erőmű portfólió működtetéséből bár-
mely szolgáltató számára. Mivel a szolgál-
tató által működtetett különböző erőmű-
vek kockázat-hozam profiljának komple-
mentaritását a teljes költség módszer nem
képes figyelembe venni, a módszer így nem
képes adekvát információt szolgáltatni egy
szolgáltató vagy ország számára új erőmű
beruházás esetén az optimális technológia
választásáról.

*A bizonytalansági tényezők figyelmen
kivül hagyása ellenére az LCOE máig elfo-
gadott, transzparens mérőszáma a terme-
lési költségeknek és széles körben alkalm-
zott módszere a különböző villamos-energia
előállítási költségek összehasonlításának.*

A tanulmány célja az épületenergetikai
beruházások fenntartható komponenseinek,
azaz jelen esetben a villamosenergia-ter-
melési technológiáknak pénzügyi értéke-
lésére irányuló leggyakrabban alkalmazott
eljárás, az ún. LCOE elemzés ismertetése,
annak gyakorlati alkalmazásának illusztrá-
lása volt. A tanulmány a fenntartható meg-
újuló komponensek fosszilis megoldások-
kal való összehasonlíthatósága érdekében

végig e kettősség mentén mutatta be az ára-
zási paramétereket, és lépéseket.

Az elérhető, műszaki karakterisztikájuk
alapján is jelentősen differenciálódó, terme-
lési technológiák számának növekedtével
az LCOE-alapú döntéshozatalnak pontosan
ezen komplexitása keltette életre az igényt
az újabb, a döntéshozatalt hatékonyabban
szolgáló eljárások kifejlesztése iránt.

JEGYZETEK

- 1 Jelen tanulmány a TAMOP 4.2.1.B- 10/2/
KONV-2010-0002 támogatásával készült.
A projekt az Európai Unió támogatásával, az
Európai Szociális Alap társfinanszírozásával
valósul meg.
- 2 Szintezési vagy a magyar szakirodalomban is
használt levelization ráta azt a hozamot repre-
zentálja, amely mellett a befektető közömbös a
költségek egy összegben vagy azonos, annuitás
típusú „szintezeti” költség-tényező típusú reali-
zálódása tekintetében. Általában ez a szintezési
ráta megegyezik a súlyozott átlagos tőkeköltsé-
ggel. A módszer, vagyis a villamosenergia
termelés egy összegű költségének annuitás
típusú költség formájában történő meghatározása
pénzügy matematikai szempontból nem
hordoz kihívást magában, azonban a kapott
eredmények értelmezése, használata sok eset-
ben félreértéseket eredményez, félreértések-
hez vezet.

FELHASZNÁLT IRODALOM

- AEO, (2008): Annual Energy Outlook 2009, DOE/
EIA-0383, March 2009, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo09/>, Letöltve: 2012.01.10.
- AEO, (2011): Annual Energy Outlook 2011 with
Projections to 2035, EIA, <http://electricdrive.org/index.php?ht=a/GetDocumentAction/id/27843>,
Letöltve: 2012.01.10.
- EERE, (2008): EERE Renewable Energy Data
Book. (2008, http://www1.eere.energy.gov/maps_data/pdfs/eere_databook.pdf, Letöltve: 2012.01.10.
- Energia Hivatal adatsorai: <http://www.eh.gov.hu/hatosagi-arak-2/villamos-energia/kozuzem-2007-xii-31-ig.html>, Letöltve: 2012.10.15
- EIA. (2010): Updated Capital Cost Estimates for
Electricity Generation Plants. Washington, DC:
EIA. <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf> Letöltve: 2012.01.10.
- EUROSTAT: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_results/search_results?mo=containsall&ms=electricity+price&sa=a=&p_action=SUBMIT&l=us&co=equal&ci=,&p

o=equal&pi=, &gisco=exclude Letöltve: 2012.09.25.

Fraser, P. (2003): *Power Generation Investment In Electricity Markets*. Paris: OECD/IEA

Gross, R. - Heptonstall, P. - Blyth, W. (2007): *Investment In Electricity Generation: The Role Of Costs, Incentives And Risks*. Url: www.ukerc.ac.uk/downloads/pdf/06/0706_investing_in_power.pdf Letöltve: 2012.02.22.

International Energy Agency (2010): *Projected Cost Of Generating Electricity*, International Energy Agency Nuclear Energy Agency Organisation For Economic Co-Operation And Development, Paris, France

International Energy Agency (2011): *Key World Energy Statistics*, [www.iea.org](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf), http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf, Letöltve: 2012.05.22.

Ibbotson Associates (2011): *Stocks, Bonds Bills And Inflation 2010 Yearbook*, Chicago, 2011

IEA, (2010): *Projected Cost of Generating Electricity*, IEA, NEA, OECD, http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf, Letöltve: 2012.02.10.

Minicam, (2008): *Co2 Emissions Mitigation And Technological Advance: An Updated Analysis Of Advanced Technology Scenarios*, Pacific Northwest National Laboratory <http://www.pnl.gov/science/pdf/pnnl18075.pdf>, Letöltve: 2012.02.10.

NREL-SEAC, (2008): *ReEDS Model Documentation* http://www.nrel.gov/analysis/reeds/pdfs/reeds_documentation.pdf, Letöltve: 2012.02.10.

Oxera, 2011: *Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies*, Oxera, Ltd., 2011

POWER SWITCH, (2003): *POWER SWITCH! Scenarios and Strategies for Clean Power Development in the Philippines*, University of

the Philippines Solar Laboratory for the abang Kalikasan, http://my1thing.com.ph/download_file/view/85/75/, Letöltve: 2012.02.10.

PB, (2011): *Electricity Generation Cost Model - 2011 Update Revision 1* Department for Energy and Climate Change, http://www.pbworld.com/pdfs/regional/uk_europe/decc_2153-electricity-generation-cost-model-2011.pdf, Letöltve: 2012.02.10.

Raeng, (2004): *The Cost of Generating Electricity A study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering* http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/cost_of_generating_electricity.pdf, Letöltve: 2012.02.10.

Risto T. - Aija, K. (2008): *Comparison Of Electricity Generation Costs*, Lappeenranta University Of Technology <http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/39685/isbn9789522145888.pdf>, Letöltve: 2012.02.10.

Stretton S., (2010): *A Short Guide To a Secure Future*, Cambridge, UK, 2010, <http://www.stephenstretton.org.uk/c/CompleteBook.pdf>, Letöltve: 2012.02.10.

Turvey, R. - Anderson, D. (1977): *Electricity Economics*, The World Bank, Washington Dc.

Csapi Vivien

Pécsi Tudományegyetem,
Közgazdaságtudományi Kar,
Gazdálkodástudományi Intézet
csapiv@ktk.pte.hu

The Financial Analysis of Sustainable Building Components

The power generation technologies are among others the sustainable components of building investments. This paper investigates the most commonly used financial valuation method, the life cycle cost analysis, with the aim of highlighting the parallels and differences between traditional and renewable technologies. With the analysis of 18 power generation technologies my aim is to prove that the method is capable of identifying the sustainable solutions.

Vivien Csapi