



Gazdálkodástudományi kar

1093 Budapest, Fővám tér 8.

<http://mgmt.uni-corvinus.hu>

☎: (+36-1) 482-5377; -5263

Fax: 482-5018



Energiatermelési technológiák költségvonzatainak összehasonlítása

A 2013. december 13-ai „Paks vobiscum” konferencián elhangzott előadás tartalmi összefoglalója

Felsmann Balázs - BCE Vezetéstudományi Intézet, Vezetés és Stratégia Tanszék

e-mail: balazs.felsmann@uni-corvinus.hu

2013. december 13.

Az egyes villamosenergia-termelési technológiák rendkívül eltérő finanszírozási struktúrát követelnek. Míg a megújuló energia- és az atomerőművi projekteknél a teljes élettartamra vetített költségek döntő hányadát (60-80%) a beruházási költségek teszik ki, addig ugyanez az arány a szenes erőműveknél csak 25-30%, a gázbázisú erőműveknél 10-20% közötti (OECD-NEA, 2012). Az óriási projektméret (2000 MW-os kapacitás esetén nagyságrendileg 2600-3000 milliárd forint közvetlen beruházási érték) és a költségek korai felmerülése miatt a nukleáris beruházásokról való döntés legfontosabb erőművi szintű tényezői a tőkeköltség alakulása, a tervezett beruházási költségvetés és a tervezési, előkészítési és építési időkeretek betartása. A szélenergia és fotovoltikus beruházások megvalósíthatósága szempontjából szintén kulcsfontosságú a tőkeköltség alakulása, ám a jóval kisebb projektméret és a széles körben elérhető sztenderd technológiák alkalmazása miatt a beruházási időtartam és költségek kézbe tartása kisebb kockázatot jelent. A gáz- és szénbázisú termelés meghatározó költségelemei a tüzelőanyag és a széndioxid kvóták várható áralakulása. Minden technológiához jelentős hálózati szintű addicionális költségek társulnak, amelyek nem a konkrét projektek, hanem a hálózat egésze szintjén jelentkeznek. Az atomerőműveknél ki kell emelni a hosszú távú hulladék elhelyezését és a nagy blokkméretből adódó biztonsági backup erőművi kapacitások költségét, a gázos erőműveknél a gázhálózati rendszer fejlesztési költségeit, míg a megújulóknál a termelés ingadozása miatti hálózatfejlesztési és energiatárolási költségeket.

Amennyiben a teljes élettartamra hasonlítjuk az egyes technológiák költségeit, úgy azt láthatjuk, hogy a jelenlegi európai feltételek mellett a gáz és szénbázisú erőművek valamint a szárazföldi szél egyaránt kedvezőbb teljes élettartam költséget (LCOE – levelized cost of electricity) mutatnak, mint a közelmúltban Nagy-Britanniában a Hinkley Point atomerőmű esetében elfogadott kb. 108 eurós

megawattóránkénti garantált átvételi ár. Az induló brit projekt esetben a kormány 35 éves garanciát biztosít az atomerőművi beruházónak a fenti áron, amely közel 2,5-szerese a jelenlegi piaci árnak és jelentősen magasabb, mint az aktuális német megújuló energia átvételi árak (2014. januártól 10 MW fölötti napelemes rendszereknél 94,7 euró/MWh, szárazföldi szélnél maximum 89,3 euró/MWh legfeljebb 20 éves időtartamra).

Valószínűtlen, hogy Magyarországon a brit áraknál jelentősen kedvezőbb feltételeket lehetne elérni egy atomerőművi projekt esetén. 2012-ben az OECD a lehetséges magyar atomerőművi beruházást a kontinens egyik legdrágább egységköltségű projektjeként tartotta nyilván 122 dollár/MWh várható LCOE értéket számítva. Szemben a széles körben hangoztatott állásponttal, régiókban jelenleg nem komparatív előnyünk, hanem hátrányunk van egy új nukleáris projekt tekintetében. Magyarország országkockázata minden olyan térségi országnál magasabb, amely működtet atomerőművet, így rendelkezik a magyarországihoz hasonló technológiai háttérrel egy esetleges új atomerőmű létesítésére. A jelenlegi országkockázati felárak alapján (Damodaran, 2013) egy 3000 milliárd forintos projektméret esetében Csehországgal szemben évi 81 milliárd forintos felárat kellene fizetnünk, de még egy bulgáriai vagy romániai projekt is kisebb kockázati felárral lenne finanszírozható. A hazai pénzügyi és makrokörnyezet javulása nélkül nehezen képzelhető el egy prudens magyarországi projekt megvalósítása.

Ráadásul a nukleáris technológia eddig kevésbé igazolta a közgazdaságtanban széles körben bizonyított tanulási görbe és pozitív skálahozadék elméletét. Úgy tűnik, az idő előrehaladtával a nukleáris létesítmények beruházási költsége egyre nőtt (Kessides 2012, University of Chicago 2011), míg más versengő technológiák egységköltsége folyamatosan csökkent. Az Egyesült Államokban az elmúlt 3 év alatt a gázerőműveknél 10%, a szélenergia-erőműveknél 13%, a fotovoltaiikus beruházásoknál 22% volt a csökkenés mértéke. (EIA, 2013). Az innovációs erőfeszítések is egyre inkább a megújuló energiák irányába mutatnak. Az OECD kimutatása szerint a 2000-es évtized végére az új szabadalmi igénybejelentések 70%-a már a megújuló technológiákhoz kapcsolódik. (Lanzi et al., 2012)

Amennyiben egy nukleáris projekt a finanszírozási nehézségek ellenére mégis megvalósul, úgy számos piaci kockázattal is szembe kell néznie. Az elmúlt évtizedekben egyre intenzívebbé vált a határokon átívelő villamosenergia-áramlás. Az érték 2011-ben 412 TWh, ami több mint tízszerese a teljes magyar áramfelhasználásnak (ENTSO-E, 2013). A megújuló energiák térnyerése megnehezíti az alaperőművek hatékony üzemeltetését. Németország pl. 2012-ben 23 TWh áramot exportált, aminek hatása volt a francia atomerőművek csökkenő kapacitáskihasználtságára. Az európai 1% körüli várható növekedési prognózis (IEA, 2013) mellett nem valószínű jelentős áremelkedés a fosszilis energiahordozók piacán. Egyelőre kevésbé látszanak azok a szabályozói változások, amelyek a fosszilis technológiákat olyan mértékben megdrágítanák, hogy azok versenyhátrányba kerüljenek a nukleáris projektekkal szemben. A jelenlegi gázár-előrejelzések mellett egy gázbázisú erőmű 70-80 EUR/MWh LCOE mellett képes termelni, ami legalább 20%-kal alatta marad a nukleáris erőműveknek.

Egy magyarországi nukleáris projekt megvalósítási lehetőségét tovább nehezíti, hogy a versengő technológiák és az importnyomás mellett (jelenleg a magyar igények mintegy 30%-át importból fedezzük, amely 40 EUR/MWh árszint körül hozzáférhető és nagy valószínűséggel távlatilag is rendelkezésre fog állni) a hazai piac abszolút mérete is korlátot jelent. Az egyre inkább kizorító hatású megújuló termelés miatt egész Európában csökken a nehezen szabályozható alaperőművek iránti igény, így a várható magyar áramkereslet mellett 35-40%-os tervezett nukleáris részarány

mindenképpen túlzónak mondható. Egy új nukleáris alaperőmű csak regionális összefogás esetén lenne közgazdasági értelemben racionális, ám ekkor is kérdőjeles, vajon Magyarország rendelkezik-e a térségben a legjobb feltételekkel ahhoz, hogy egy ilyen beruházás telephelyéül szolgáljon.

Források

- [1.] Damodaran, A., (2013). Country Default Spreads and Risk Premiums. June 2013 Update. Online available at <http://pages.stern.nyu.edu/~%20adamodar/>
- [2.] EIA U.S. Energy Information Administration, (2013). Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. U.S. Department of Energy, April 2013.
- [3.] ENTSO-E, (2013). Statistical Yearbook 2011. Secretariat of ENTSO-E, Avenue de Cortenbergh 100, B-1000 Brussels
- [4.] International Energy Agency (IEA), (2013). World Energy Outlook 2013. OECD/IEA, 2013. ISBN: 978-92-64-20130-9
- [5.] Kessides, Ioannis, (2012). The future of the nuclear industry reconsidered: Risks, uncertainties, and continued promise. Energy Policy 48 (2012) 185–208.
- [6.] Lanzi, E., Hašič, I., Johnstone, N. (2012). The Determinants of Invention in Electricity Generation Technologies: A Patent Data Analysis. OECD Environment Working Papers No. 45, OECD Publishing.
- [7.] Larsson, S., Fantazzini, D., Davidsson, S., Kullander, S. and Hook, M. (2013). Reviewing electricity production cost assessments. MPRA Paper No. 50306 Online at <http://mpa.ub.uni-muenchen.de/50306/>, September 2013.
- [8.] OECD, (2012). Corrections on the Projected Costs of Generating Electricity: 2010 Edition. 2012.
- [9.] OECD-NEA, (2012). Nuclear Energy Today. Second Edition OECD 2012. ISBN 978-92-64-99204-7
- [10.] The University of Chicago, Energy Policy Institute, (2011). Analysis of GW-Scale Overnight Capital Costs. Technical Paper, November 2011.