

GORDOS PÉTER

Gondolatok a magyar áramtermelő piac piachatalmi problémáinak elemezhetőségéről

A tanulmány célja, hogy bemutassa a magyar áramtermelő piac piachatalmi problémái statikus Cournot-moddellel való elemezhetőségének a korlátait. A szerző kevésbé kritikai, mint inkább figyelemfelhívónak szánja gondolatait, abból a szempontból, hogy a közgazdasági elemzések a valóságot néha túlzóan leegyszerűsítő modelljei és az azokból nyert eredmények milyen mértékben jelenthetnek gyakorlati hasznot a szabályozási környezet hatékony kialakítása céljából. Az írás – amely a *Paizs–Mészáros* [2003] tanulmány nyomán készült – nem arra helyezi a hangsúlyt, hogy megkérdőjelezze a két kutató által használt elemzési módszer és az azokból nyert eredmények helyességét, hanem sokkal inkább arra, hogy bemutassa a valóságot leegyszerűsítő modellfeltevésekből eredő eredménytorzulások lehetőségét.

Journal of Economic Literature (JEL) kód: L13.

A magyarországi villamosenergia-piac megnyitása immár több mint kétéves múltra tekint vissza. Ez idő alatt számos tanulmány, hosszabb-rövidebb elemzés látott napvilágot – elsősorban iparági szaklapokban.¹ A közgazdasági elemzési módszerek tudományos igényű felvonultató írások – nem túl hosszú – sorát gazdagítja a Közgazdasági Szemle 2003. szeptemberi számában Paizs László és Mészáros Máttyás Tamás (a továbbiakban: a szerzők) tollából megjelent Piachatalmi problémák modellezése a dereguláció utáni magyar áramtermelő piacon című értékes tanulmány (*Paizs–Mészáros* [2003]), amely a Magyar Energia Hivatalnak azon elemzéseire épít, amelyek a dereguláció utáni magyar villamosenergia-piac kínálati magatartását modellezzik.

Előljáróban szeretném leszögezni, hogy *fontosnak és előremutatónak tartom az ilyen jellegű tanulmányok megszületését*, amelyek bizonyos körülmények között tényleges segítséget jelenthetnek annak tisztázásában, hogy – a példánál maradva – a magyar áramtermelő piacon mely tényezők játszhatják a legfontosabb szerepet a versenykorlátozó magatartások kialakulásában. Írásomat kevésbé kritikai, inkább figyelemfelhívó célzatúnak számom abból a szempontból, hogy a közgazdasági elemzések a valóságot néha túlzóan leegyszerűsítő modelljei és az azokból nyert eredmények milyen mértékben jelenthetnek gyakorlati hasznot a szabályozási környezet hatékony kialakításához. Nem arra helyezem a hangsúlyt, hogy megkérdőjelezzem a két kutató által használt elemzési módszer és az azokból nyert eredmények helyességét, hanem sokkal inkább arra, hogy bemutassam a valóságot leegyszerűsítő feltételezésekből eredő problémákat. A szerzők tanul-

¹ Ezek tárgya igen széles skálán mozgott, kezdve a hazai kettős piaci modellnek a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról és a 96/92/EK irányelv hatályon kívül helyezéséről szóló 2003/54/EK európai parlamenti és tanácsi irányelvvél való lehetséges összeegyeztethetőségétől egészen az ellátásbiztonsági kérdésekig.

mányának „a magyar árampiac szimulációs modellje” című fejezetében található modellfeltevéseit vizsgálom meg közelebbről, tekintettel arra, hogy egy szimulációs számítási eredménytorzulásai elsődlegesen a modellfeltevésekből származhatnak.

Ahogy a szerzők is leírják, a deregulált villamosenergia-piacok általában érzékenyek mind a horizontális, mind a vertikális irányú piachatalom-gyakorlásra. A Paizs–Mészáros-szerzőpáros a dereguláció utáni magyar áramtermelő piacon a horizontális piachatalom-gyakorlás valószínűségére keresi a választ, vagyis arra, hogy vajon az erőművek kapacitásaik visszatartásával – azaz a kínálat mesterséges szűkítése révén – képesek-e a kompetitív piaci egyensúlyi árszintnél magasabb egyensúlyi árszintet előidézni. A szerzők következtetéseket is próbálnak levonni arra, hogy a horizontális versenykorlátozás mérséklésére milyen közvetlen és közvetett versenypolitikai és szabályozáspolitikai eszközök állnak rendelkezésre. A magyar villamos energia nagykereskedelmi piacára vonatkozóan elsősorban a közvetett eszközöket fejtik ki – megjegyzem, helyesen –, mivel a nemzetközi példák egy része is azt mutatja, hogy közvetlen beavatkozással ugyan mérsékelni lehet a versenykorlátozó magatartás esélyét, de számos olyan exogén változó is szerepet játszik, amelyekre a közvetlen versenypolitikai eszközökkel nem, vagy csak csekély mértékben lehet hatást gyakorolni. Erre a szakirodalomban gyakorta emlegetett példa a formálisan 1998. március 31-én megnyílt deregulált kaliforniai piacon 2000 nyarán és 2001 első félévében kialakult krízis. A következőkben vegyük sorra dióhéjban a krízist előidéző tényezőket, és vizsgáljuk meg azok jellegét!

A kaliforniai krízis mint tisztán piachatalmi példa?

A válság során az erőművek kapacitás-visszatartó gyakorlata csak több tényező együttes meglétével érthette el a kívánt hatást. Miben nyilvánult meg a kaliforniai válság, és mely tényezők váltották ki?

A krízis során a nagykereskedelmi árak az egekbe szöktek. Az áremelkedés érzékeltetése végett néhány számadat: a szabályozási zóna fogyasztásának kielégítését célzó villamosenergia-vásárlások forgalmi értéke 1997-ben elérte a 7,4 milliárd dollárt a kaliforniai független rendszerirányító (*Independent System Operator, ISO*) által szervezett piacon. Ez a szám 2000-re már 28 milliárd dollárra nőtt. A forgalmi adatok emelkedésében természetesen szerepet játszott a keresleti mennyiségek növekedése is, amelyet egyrészt az elmúlt évek – különösen nyugat-kaliforniai – erős gazdasági fejlődése, másrészt a 2000–2001. nyarainak erős szárazsága indukált. A napi csúcsidei terhelés például 2000 májusában 13 százalékkal, míg júniusban 15 százalékkal haladta meg az 1999-es év azonos időszakait. A forgalmi adatok emelkedésében mégis döntőnek számítottak a csúcsidei terhelés időszakában azon tartós ártüskék kialakulása, amelyek a napon belüli (*real time*) kereskedés időszakában 15–20-szoros(!) mértékben elszakították az árakat a más-napi (*day-ahead*) szekcióban kialakuló értékektől.

A krízis során az ellátásbiztonság folyamatosan csökkent. Az ellátásbiztonság szintje – többek között – lemérhető azon, hogy hány alkalommal volt kénytelen az ISO azért kihirdetni válsághelyzetet, mert a tartalékkapacitásai a kritikus szint alá csökkentek. Míg 1999-ben egyszer sem, addig 2000-ben egy, 2001 első negyedévében 36 ilyen alkalom fordult elő. A válsághelyzetek során több alkalommal fogyasztói kényszerkikapcsolásokat kellett elrendelni, hogy fenntartható legyen a rendszeregyensúly.

A krízis során a szolgáltatótársaságok pénzügyileg ellehetetlenültek. Egy törvényi szabályozásnak köszönhetően a szolgáltatóknak kezdetben a szervezett piac másnapi szekciójában kellett megvásárolniuk a fogyasztói igények kielégítéséhez szükséges villamosenergia-mennyiséget (a napon belüli csúcsidei terhelésváltozásoknak megfelelően pedig a

napon belüli szekcióban). Míg beszerzési áraikat a kereslet-kínálat (ráadásul) rövid távú mozgásai befolyásolták, addig a fogyasztói igények kielégítésekor a szolgáltatók értékesítési árait az állam maximalizálta. Vagyis folyamatos veszteségre kényszerítette őket. 2001-ben a szolgáltatók hitelképessége annyira meggyengült, hogy a bankok beszüntették veszteségeik finanszírozását. A helyzet odáig fajult, hogy Kalifornia állam kezdte finanszírozni a villamosenergia-beszerzéseket. Ennek az állapotnak az első csődeljárás megindítása vetett véget 2001. április 6-án.

A krízis végére a kiskereskedelmi versenypiac gyakorlatilag megszűnt. A villamosenergia-kereskedők a 2000 végétől folyamatosan kivonultak a piacról, fogyasztóik pedig visszavándoroltak a területileg illetékes volt „közüzemi” szolgáltatókhoz.

A krízist kiváltó legfontosabb tényezők

A kereslet-kínálat egyensúlyának megbomlása. Az 1990-es évek termelői kapacitás beruházásai nem tartottak lépést a nyugati parti államok fogyasztói igényeinek a növekedésével, ami bizonytalan kereslet-kínálati egyensúlyt okozott, miközben például Kalifornia államban a fogyasztói igények 1996–2000 között évi 2,5 százalékkal növekedtek. A helyzetet negatívan befolyásolta az a tény is, hogy a nyári hónapok szárazsága következtében csökkentek Kalifornia importlehetőségei az észak-nyugati vízerőművekből. Olyan időszakokban pedig, amikor bőséges importkínálat állt rendelkezésre, az átviteli hálózatok jelentettek szűk keresztmetszetet, mivel a termelőikapacitás-beruházásokhoz hasonlóan itt is elmaradtak a szükséges fejlesztések.

A földgáz árának emelkedése. A kérdéses időszakban az Egyesült Államok egész területén folyamatos földgázár-emelkedést lehetett regisztrálni. Ráadásul Kalifornia államban ez az áremelkedés messze meghaladta a nemzeti átlagot. A primer energiaforrás árában bekövetkezett emelkedés megközelítően 20 százalékkal járult hozzá – az erőművi változókiadásokon keresztül – a nagykereskedelmi árak növekedéséhez.

A szennyezőanyag-kibocsátási kvóták szabályozása. A Los Angeles-i medencében lévő erőműveknek szennyezőanyag-kibocsátási egységet kellett vásárolniuk a mennyiségek kibocsátásához. Ezen egységek ára a növekvő erőművi outputok következtében drasztikusan megemelkedett 2000-ben, s ez további áremelési nyomást gyakorolt.

A szervezett piaci vásárlás kényszere. E piaci modell természetesen energiapolitikai és szabályozóhatósági döntés, amelynek önmagában lehet pozitív és – mint láttuk – negatív hatása is. Az egyik fő probléma azonban az volt, hogy a szolgáltatók nagy része képtelen volt az érvényes piacszervezési eljárások mellett hosszú távú fedezeti ügyleteket kötni, hogy csökkentse a volatilis és magas spot árak okozta kockázatot.

A termelői kapacitások eladása. A szolgáltatók nagy része korábban értékesítette termelői kapacitásait, aminek következtében a magas ártüskék időszakában nem tudtak költségalapú árképzést követő saját erőműegységeiktől villamos energiát vételezni.

Árelaszticitás-hiány a fogyasztói oldalon. A fogyasztók nem reagálhattak – a villamosenergia-piacon jellemző korlátozott mértékben sem – keresletcsökkentéssel a megemelkedett árakra, mivel a végfogyasztói árakat jogszabályi segítséggel maximalizálták.

A fenti tényezők együttes hatásának következtében állt elő olyan piaci helyzet, amely kellő teret biztosított, hogy az erőművek – például az erőműegységek karbantartási munkáinak koordinálatlan ütemezésével – termelői kapacitásokat tartsanak vissza. A kapacitás-visszatartást elősegítette az a tény is, hogy az erőművi park magas tulajdonosi koncentrációt mutatott. Egyfajta kapacitás-visszatartásként lehet azt is értékelni, hogy az erőművek olyan arányban tettek ajánlatokat a másnapi és a napon belüli szekciókban, hogy a csúcsidejű terhelésmegugrások esetén kínálati hiány alakuljon ki a napon belüli

(*real time*) piacon, így egyfajta szűkösségi járadékként magas extraprofitot tartalmazó bevételre tehetek szert.

A krízis elhúzódásához az is hozzájárult, hogy a szövetségi szabályozóhatóság (*Federal Energy Regulatory Commission – FERC*) nem mutatott kellő határozottságot, hogy megfékezze az erőművek piaci erőfölénnyel való visszaélését, noha rövid távra – közvetlen verseny- és szabályozáspolitikai eszközként – be lehetett volna fagyasztani az erőművi eladási árakat. A helyzet eskalálódását az is gyorsította, hogy egyrészt a kaliforniai szabályozóhatóság nem segítette elő, hogy a szolgáltatók megfelelő mennyiségű hosszú távú fedezeti ügyletet köthessenek; másrészt a kaliforniai kormány jó ideig nem ismerte fel, hogy hosszabb távon nem tartható a végfogyasztói árak maximalizálása.

Az elmondottak is példázatok, hogy – az egyébként Kaliforniában nem, vagy csak nagy késéssel foganatosított – közvetlen eszközök nem elégségesek a versenykorlátozó magatartás megakadályozására. A közvetlen eszközök hatáskörén kívüli, exogén változóknak is változniuk kell, hogy az erőműveknek ne legyen tere piachatalmi problémák okozására. Így történt ez a kaliforniai esetben is, amikor a nagykereskedelmi árak csökkenéséhez kevésbé a piacszerzés, inkább a földgázár, valamint a villamosenergia-kereslet 2001. második félévi jelentős csökkenése járult hozzá, valamint az, hogy közvetett szabályozáspolitikai eszközként az energiahatékonyságot és a fogyasztói oldali keresletcsökkenés lehetőségeinek kihasználását erőteljesen javító programok indultak. Szintén közvetett eszközként lehet megemlíteni, hogy az adminisztratív akadályok felszámolásával javult az új erőművi és hálózati beruházási környezet, amelynek következtében bővült a villamosenergia-kínálat. Mindezen tényezők felsorolása után szabad csak megemlíteni, hogy a FERC ársapkát vezetett be a nagykereskedelmi piacon, illetve a piacszerzési metodika megváltozott.²

E példa bemutatása arra is jó, hogy alátámassza a szerzők óvatosságát saját szimulációs modelljük hiányosságát illetően. A Paizs–Mészáros-szerzőpáros többször említi ugyanis, hogy számításaik eredményéből elsősorban a közvetett eszközökre lehet következtetéseket levonni. Ez az óvatosság helytálló, különösen akkor, ha közelebbről megvizsgáljuk a magyar nagykereskedelmi piac szimulációjához – a számítások kezelhetősége érdekében – felállított megszorító feltételezéseiket, amelyek következtében a számítások eredményei akár jelentősen is torzulhatnak.

A deregulált magyar nagykereskedelmi piac szimulációs modellezésének korlátai

Ahogy azt a Paizs–Mészáros-szerzőpáros is leírja, a kutatók a deregulált nagykereskedelmi piacok egyensúlyi vizsgálatára általában valamilyen statikus oligopóliummodellt alkalmaznak, amelyek megoldási algoritmusa egyszerűbb, mivel a szereplők mindenkori stratégiáját nem befolyásolják dinamikus megfontolások, mint a többidőszakos modellekben. A szerzők a hazai árampiac szimulációjára egy statikus Cournot-modellt alkalmaznak. A hazai erőművi kapacitásokat két csoportra osztották: a Cournot-versenyző stratégiai kapacitásokra és a kompetitív versenyző árelfogadó termelőkre. A modellt kiegészítették a nemzetközi árampiac kínálatával/keresletével, amely szintén kompetitív módon viselkedik.

² A kaliforniai krízis további részletes elemzése, különös tekintettel a horizontális piachatalom gyakorlására megtalálható (*Borenstein és szerzőtársai* [2000]). Úgy vélem azonban, hogy a legértékesebbek azok az első kézből származó információk és elemzések, amelyek a kaliforniai rendszerirányító honlapján megtalálhatók: www.caiso.com/surveillance/.

Az elemzések során azzal a feltevessel élnek, hogy a teljes nagykereskedelmi villamosenergia-forgalom az órás spot piacon, vagyis szervezett piaci forma között zajlik. Ez a feltételezés ugyan megengedhető egy modellszámításban, ám az eredmények gyakorlati hasznát nagymértékben lerontja. Napjainkban ugyanis az európai villamosenergia-kereskedelem maximum 5-7 százaléka bonyolódik le szervezett villamosenergia-piacokon. A szerződések nagyobbik része továbbra is bilaterális alapon kötötték. A két szerződéskötési fajta egymás mellett élése olyan centralizált piacszerzési metodikát megvalósító piacokon is él, ahol a villamos energia nagykereskedelmi és átviteli részpiacai között közvetlen kapcsolat van, vagyis ahol a szervezett piacot működtető átviteli rendszerirányító lokális energiaárazást alkalmaz a hálózati szűk keresztmetszetek kezelésére.³

Mindazonáltal a modellszámítás kezelhetősége szempontjából a szerzők helyesen kötik ki azt a feltételt, hogy a magyar nagykereskedelmi villamosenergia-piac forgalma centralizált piacon bonyolódik le. Ez a kényszerű feltevés – függetlenül attól, hogy Magyarországon jelenleg nincs szervezett villamosenergia-piac⁴ – több olyan modellkérdést is eldönt, amelyek azonban már torzítják az eredményeket.

A szerzők kénytelenek eltekinteni a Magyar Villamos Művek Rt. (MVM) és az erőművek között érvényben lévő *hosszú távú áramvásárlási megállapodásokról*. Ez a modell egyik legmegszorítóbb feltételezése, tekintettel arra, hogy a hosszú távú áramvásárlási megállapodások általában az erőművi privatizációs szerződések mellékleteiként kőbe vésett tények. A hosszú távú áramvásárlási megállapodásoktól való eltekintés elsősorban azért jelent problémát, mert azok a 100 százalékos keresletoldali piacnyitás mellett is az MVM-hez kötik az erőműveket, mindaddig, amíg a hosszú távú áramvásárlási megállapodások két adott szerződő fele közösen nem tekinti befejezettnek a szerződést. Az alacsony hatar- és átlagköltségű erőművek esetén ezt az MVM valószínűleg nem kezdeményezi, mivel javítja az erőművi portfóliójának átlagköltségét. Ez az erőműveknek szintén nem érdeke, mivel a hosszú távú áramvásárlási megállapodásokon keresztül magas kapacitásdíjat tudnak elérni, amely az állandó költségeiket anélkül fedezi, hogy hatékonyságnövelési intézkedések megtételére kényszerülnének, míg a változó költségeiket (például üzemanyagköltség) át tudják hárítani az MVM-re. Mindebből az következik, hogy gyakorlatilag elhanyagolható azon szabad és versenyképes erőművi kapacitások mennyisége, amelyek ténylegesen megjelenhetnek és versenyezhetnek egymással a fogyasztók keresleti igényeinek kielégítése céljából. A kérdés az, hogy ha az MVM kezdeményezi is a hosszú távú áramvásárlási megállapodások befejezését, az adott erőmű képes-e elérni olyan piaci árat, amely fedezi az állandó és változó költségeit is. Képes-e rövid idő alatt hatékonyságnövelő intézkedések foganatosítására, amelyre eddig nem igazán volt rákényszerítve.

A kínálati oldal bővítését jelentené, ha a hosszú távú áramvásárlási megállapodásokat adminisztratív módon felbontanák. Ez azonban az állam magánjogi szerződésekbe való beavatkozását jelentené, amely akár az állam, akár az ÁPV Rt. ellen indított választott bírósági perek sorozatát is jelenthetné, tekintettel arra, hogy az esetek egy jelentős részében egyik szerződő fél érdekében sem áll a hosszú távú áramvásárlási megállapodások felbontása. Ha erre sor is kerülne – vagy az MVM közüzemi kizárólagos vásárlói (*single buyer*) monopóliuma meg is szűnne – a nagy beépített kapacitással rendelkező erőművek elsősorban abban érdekeltek, hogy nagy mennyiségre szóló, egyenletes terhelést jelentő

³ Erre példa – igaz nem Európából – az észak-amerikai PJM, amelynek piacát szakmai körökben a centralizált villamosenergia-piac klasszikus példájaként szokás emlegetni (*PJM* [2002], [2003a], [2003b]).

⁴ Véleményem szerint rövid távon nem is várható, hogy lesz, bár számos előkészítő tanulmány már megjelent ezzel kapcsolatban. Meg kell jegyeznünk továbbá, hogy egy regionális együttműködést nélkülöző tisztán hazai piac valószínűleg nem is lenne életképes, mivel nem lenne likvid.

bilaterális szerződést kössenek például egy nagy szolgáltatóval, vagyis ezek a kapacitások kevésbé lennének egy szervezett piacon a versenyző kínálat részei.

A kínálati oldal bővítésén az sem segít sokat, hogy a hatályos szabályozás szerint az MVM köteles kapacitásaukciót kiírni, ha befagyott költségeinek megtérítését szeretné elérni. Megfelelően magas induló ár mellett ugyanis olyan kínálatot teremthet, amely egyrészt nem lesz versenyképes a saját portfóliójából kialakított kínálati árával szemben. Másrészt befagyott költség jogcímen a törvényi szabályozás szerint megkaphatja az aukción elért eladási és a beszerzési ár közötti különbséget.⁵

A helyzetet tovább rontja, hogy az MVM által korábban kötött hosszú távú importszerződések következtében a rendszerösszekötő kapacitásokon a fizikai átviteli jogok egy jelentős része az MVM kezében összpontosul. Vagyis kielégítően olcsó importforrások birtokában az erőművekkel szemben akár olyan tárgyalási pozícióba is kerülhet, hogy azok szélsőséges esetben (például hosszú távú áramvásárlási megállapodások hiányában) olyan ár mellett kénytelenek értékesíteni a megtermelt villamos energiát az MVM részére, amely a hosszú távú átlagköltségük fedezésére sem elegendő.

Egy rövid gondolat erejéig térjünk vissza a hazai erőművi kapacitások felosztásához Cournot-versenyző stratégiai kapacitásokra, valamint kompetitív versenyző árelfogadó termelőkre. A szerzők a Paksi Atomerőmű árelfogadó magatartását azzal indokolják, hogy az atomerőművi technológia komoly technikai és gazdaságossági korlátot jelent a termelés gyakori és nagyarányú változtatását illetően. Ez talán így van az egy napon belüli (*real time*) spot piacon, de amint kilépünk ebből a gondolkodási rendszerből, és egy – a szerzők modelljének megfelelő – másnapi fizikai szállítási piacot veszünk alapul, az atomerőművet (bizonyos megszorításokkal) nyugodtan tekinthetjük a Cournot-versenyzői csoport részének. Egyrészt mára nyilvánvalóvá vált, hogy az atomerőmű meglehetősen rugalmasan képes követni az igényváltozásokat, természetesen nem egyperces tartalék szintjén. Másrészt az MVM Rt. holding szinten képes lehet az érdekeltségi körébe tartozó szereplők mennyiségi ajánlatainak eleget tenni. Az MVM valószínűleg jelenleg is felhasználja Paksot stratégiai döntéseihez. Az MVM a hosszú távú áramvásárlási megállapodások következtében évente kénytelen egy bizonyos mennyiségű villamos energiát átvenni a vele hosszú távú áramvásárlási megállapodásokon keresztül kapcsolatban álló erőművektől (garantált átvétel). Ezért előállhat olyan eset, hogy – más lehetőség nem lévén – különösen völgyidőszakokban kénytelen a közüzemből kiengedni, vagy pedig visszaterhelteni az atomerőművet azért, hogy olcsó importforrásainak hazai piacot biztosítva, ne kelljen – a „használd, vagy elvész” elv miatt – lemondania a rendszerösszekötőkön nyert fizikai átviteli jogáról.

A modellszámítás kezelhetősége érdekében szintén lényeges determinációt jelent az, hogy a szerzők a spot piac kereskedési modelljének meghatározásakor kénytelenek lemondani arról, hogy az azonos hatékonyságú erőművi szereplők más hatékonyságú szereplőktől elkülönülten, a piac egy adott szegmensében tudjanak egymással versenyezni. Vagyis a kötelező jellegűen, egy termékkel kialakított szervezett piacon a különböző határköltségű termelők egy piacra kényszerülnek. Ez a modellszámítás eredményét torzíthatja, mivel a kapacitását inkább blokktermékből lekötni szándékozó alaperőművet egy piacra kényszeríti az óránkénti termékeket kereső csúcserőművekkel. Vagyis a termékek blokk- és óránkénti periódusok szerinti differenciálásának hiánya akadályozza a termelőket kereskedési céljaik elérésében.

A verseny fentiekből adódó hatékonyságcsökkenésének problémáját a szerzők azzal

⁵ Megjegyzem, jelenlegi körülmények között az MVM sokkal inkább a megszerezhető átállási költség maximalizálásában érdekelt magas átlagköltségű hosszú távú áramvásárlási megállapodásokkal rendelkező erőművek alacsony áron történő árvezetésével.

orvosolják, hogy a modellfeltevés szerint az erőművek nem kínálati függvényekkel, hanem fix mennyiségekkel versenyeznek.

Érdekességként megemlíthető, hogy a szervezett piacok azon tőzsdei (*pool*) típusú változata, amelyet a szerzők alkalmaznak, negatív hatással van a rendszer átlagköltségére, mivel a piactisztító ár következtében az alacsony határköltségű erőművek általában jóval a fedezeti pontjuk feletti árat kapják.

A szerzők a hazai nagykereskedelmi piac szimulációs modelljében figyelembe veszik a nemzetközi piac kínálatát is, tekintettel arra, hogy a magyar villamosenergia-rendszer – rendszerösszekötő kapacitásain keresztül – része az európai együttműködő villamosenergia-rendszernek. A szerzők a külföldi kínálatot egy regionális árampiacra vonatkozóan értelmezik. A modellszámítások kezelhetősége érdekében azzal a feltételezéssel élnek, hogy 1. a regionális piac áramértékesítői nem képesek magyarországi szállítások árának befolyásolására, illetve 2. Magyarország rendszerösszekötő kapacitásain behozható villamos energia nagysága kicsi ahhoz, hogy érdemben befolyásolja a regionális piacon uralkodó árszintet. Ezzel a két feltételezéssel alapvetően egyet lehet érteni, azonban némi pontosítást igényel a regionális árampiac definíciója. Adott nemzeti piacok csak akkor tekinthetők egy integrált regionális árampiac részének, ha a vizsgált nagykereskedelmi árak együtt mozognak. Vagyis az egyes országok nagykereskedelmi piacain kialakuló árak között erős korreláció figyelhető meg, amely egyben azt is jelenti, hogy a piacok hatékonyan működnek, mivel a piaci árak megfelelő mértékben tükrözik az összes hozzáférhető piaci információt.

A nemzeti nagykereskedelmi árak közötti kapcsolat kimutatására a szakirodalom legtöbbször korreláció- és regressziószámításokat alkalmaz. Ilyen vizsgálatokat *Boisseleau* [2004] és öt megelőzően *Brower* [2002] végzett. E szerzők *Schwepepe és szerzőtársai* [1988] a nagykereskedelmi piacok árnyivallódásáról szóló azon elméletét használták fel, amely szerint egy integrált villamosenergia-piacon az egyes országok közötti árak – *ceteris paribus* – az országokat összekötő szűkös határkeresztező kapacitások használati jogának árával különböznek csak, amelyen keresztül az arbitrázs kiegyenlíti a nagykereskedelmi piacok árait. *Boisseleau* [2004] az EU-tagállamok nemzeti villamosenergia-piacaira vonatkozóan elvégzett lineáris korrelációszámításai és legkisebb négyzetek módszerével végrehajtott regressziószámításai azt mutatták, hogy Norvégia, Svédország, Finnország, Dánia együttműködő villamosenergia-rendszerének nagykereskedelmi piacán (a Nord Poolon), valamint a német–francia (nagykereskedelmi) tandem kivül nem mutatható ki Európában regionális árampiac.

Ez leginkább azt jelenti, hogy az egyes nemzeti piacok az igényekhez képest nem kielégítő nagyságú rendszerösszekötő kapacitásokkal vannak összekapcsolva, így az arbitrázs lehetősége az árak nivellálására nem lehet teljes. Ez nem véletlen, mivel a jelenleg rendelkezésre álló rendszerösszekötő kapacitások a villamos energia belső piacára vonatkozó közös szabályokról szóló 96/92/EK európai parlamenti és tanácsi irányelv – vagyis a piacnyitás – előtti piaci filozófiát tükrözik. Az árkülönbségeket kihasználó, versenyalapú – tehát nem csak a nemzeti rendszerek egyensúlyban tartását célzó energia-csere – filozófiát azonban már nem tudják kielégíteni. *Boisseleau* [2004] eredményeit részben az is magyarázza, hogy a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelme esetére vonatkozó hálózati hozzáférési feltételekről szóló 1228/2003/EK európai parlamenti és tanácsi rendeletről egyelőre nem rajzolódik ki egy olyan hatékony szabályozási környezet, amely képes lenne megteremteni egy valóban egységes európai belső villamosenergia-piacot.

A Paizs–Mészáros-szerzőpáros modellszámításához visszatérve, elmondható, hogy az általuk alkalmazott regionális piac nagy valószínűséggel nem tekinthető egységes piacnak. Vagyis egyrészt a regionális piacra vonatkozóan felállított feltételezéseiket nem

lehet egységes piacra értelmezni, hanem csak külön-külön a magyar szabályozási zóna közvetlen szomszédságában elhelyezkedő egyes országokra. Másrészt számításaik eredményét torzítja az a tény, hogy a frankfurti villamosenergia-tőzsde áradatait használták mint a – statisztikailag nem kimutatható – regionális piacon az árjelző funkció feladatát betöltő szervezett piacot.

A horizontális versenykorlátozás mérséklésének közvetett eszközeiről – árnyaltabban

Mint már említettem, írásomban nem arra fektetem a hangsúlyt, hogy megkérdőjelezzem a két kutató által használt elemzési módszer és az azokból nyert eredmények helyességét, hanem arra, hogy a felállított szimulációs modell feltevéseiből eredő torzulásokra hívjam fel a figyelmet. Így teszek a szerzők által a horizontális versenykorlátozás mérséklésére javasolt közvetett eszközök tárgyalásakor is. A Paizs–Mészáros-szerzőpáros piacegyensúlyi szimulációs eredményei azt mutatták, hogy a kereslet árérzékenységének növelésével, illetve a rendszerösszekötő kapacitások erősítésével jelentősen fokozható a verseny. A villamos energia rövid távú árrugalmassága befolyásolhatóságának korlátaira tett megállapításokkal egyet tudok érteni, azonban a rendszerösszekötő kapacitások növelésében rejlő lehetőségek véleményem szerint árnyaltabb megközelítést igényelnek.

Önmagában igaz az a tétel, hogy az import kompetitív viselkedésre kényszerítheti a hazai piac domináns termelővállalatait. Kérdés ugyanakkor, hogy hosszabb távon rendelkezésre fognak-e állni a környező szabályozási zónákban tartós, gazdaságos (környezetkímélő) és export célból biztonságos működésű források.

Az is igaz, hogy a rendszerösszekötő kapacitások növelésének két útja is lehetséges. Egyrészt megvalósítható új rendszerösszekötő elemek megépítésével és üzembe helyezésével, másrészt a meglévő elemek „áteresztő” képességének fokozásával. Egyetértek a szerzőkkel, hogy az első megoldás költséges és időigényes. A második lehetőség túlértékelésétől azonban óva intek. Egyrészt az európai rendszer egyesült ügynevezett 2. szinkronzónájának (Albánia, Bosznia-Hercegovina, Bulgária, Görögország, Macedónia, Románia, valamint Szerbia és Montenegró) 2004 októbere utáni párhuzamos üzemelése mit sem segít, ha az erőművek környezetvédelmi okokból, vagy az EU-val kötött megállapodások alapján kénytelenek leállni, ami azt jelenti, hogy térségünk kereslete és kínálata kiegyenlített lesz. Ukrajnával kapcsolatban meg kell jegyezni, hogy szinkronizálás nélkül – aminek időpontja egyelőre nem becsülhető meg – a jelenlegi villamosenergia-import nagysága hálózati stabilitási okok miatt nem növelhető tovább.

A szinkronizálás megvalósulásával – többek között – az is kérdés, hogy a párhuzamos áramlások milyen mértékben rendeződnek át, vagyis az elosztható nettó átviteli kapacitások miként fognak alakulni, tehát mekkora átviteli megbízhatósági tartalékot kell tartania a rendszerirányítónak.

A határkeresztező kapacitások elosztásával kapcsolatban meg kell említeni az MVM hosszú távú importszerződéseinek nagyságát, amely a jelenlegi importforrások közel 80 százalékát teszi ki. Ez az érték olyan domináns pozíciót jelent mind a közüzemi engedélyes, mind a szabadkereskedelmi társasága részére, ami – legalábbis – középtávon torzíthatja az eredményeket.

A fizikai infrastruktúra tárgyalása mellett fontosnak tartom az európai és hazai szabályozási környezet azon elemeinek számbavételét, amelyektől a modellszámítás kezelhetősége érdekében történő eltekintés torzíthatja a szimuláció eredményeit.

Kiindulásképpen vizsgáljuk meg a tranzitáramlások okozta költségek megtérítésének európai gyakorlatát! A szerzők a regionális piacra vonatkozó feltételezéseik helyességét

– többek között – azzal támasztják alá, hogy a villamos energia határkeresztező kereskedelmének megkönnyítésére irányuló európai uniós szabályozás fejlődésének köszönhetően egyre olcsóbbá válik a távoli országokba történő szállítások tranzitálási költsége. E kijelentéssel első megközelítésben egyet lehet érteni, mivel a 1228/2003/EK-rendelet értelmében a határkeresztező áramlásokat nem lehet szabályozási zónánként kivett tranzitdíjjal terhelni, ami ténylegesen csökkenti a határkeresztező kereskedelem költségeit. A jogszabály ugyanakkor rendelkezik az átviteli rendszerirányítók (*Transmission System Operator, TSO*) közötti költségkompenzációs rendszer bevezetéséről, amelynek célja adott szabályozási zóna által keltett export- és importáramlások következtében másik szabályozási zóna (horizontális) átviteli hálózatában keletkező áramlások miatt felmerülő költségek megtérítése – függetlenül attól, hogy az áramlás bejelentett tranzitnak vagy párhuzamos áramlásnak minősül. Az európai hálózati rendszerirányítók szövetsége (*European Transmission System Operators, ETSO*) ezen költségek megtérítésére egy multilaterális magánjogi szerződésrendszert hozott létre (CBT-szerződés), amelyet a legtöbb európai átviteli rendszerirányító aláírt. A jelenleg hatályos CBT-rendszer pénzügyi részének részletes ismertetésétől – területmi okok miatt – itt eltekintek, azzal kívánok foglalkozni, amely a 2. szinkronzónából történő villamosenergia-áramlások szempontjából lényeges. Az európai hálózati rendszerirányítók szövetsége a költségek pénzügyi elszámolására egy CBT-alapot hozott létre, amelybe a átviteli rendszerirányítók befizetéseket teljesítenek és kifizetésekben részesülnek. A befizetések egyik jogcíme a perifériaországok hozzájárulása, vagyis a CBT-megállapodást alá nem író országok⁶ exportőrei/kereskedői az azt aláíró országok területére csak úgy szállíthatnak villamos energiát, ha egy 1 euró/MWh nagyságú explicit betáplálási díjat megfizetnek a határos CBT-tag átviteli rendszerirányítónak, aki ezt befizeti az alapba.⁷ Ez a betáplálási díj olyan költséget jelent, amelytől nem lehet eltekinteni az import határköltségének megállapításakor. Igaz ugyan, hogy jelenleg a Magyar Villamosenergia-ipari Rendszerirányító Rt. (Mavir) viseli a betáplálási díjat – és egyben szétteríti az összes rendszerhasználó között –, de ez még rövid távon sem tartható fenn, mivel folyamatos, máshonnan meg nem térülő költséget generál a rendszerirányítónál.⁸ Vagyis a szimulációs modellt úgy kell átalakítani, hogy figyelembe vesszük az explicit betáplálási díjat. Ezt kétféleképpen tehetjük meg. Egyrészt élhetünk azzal a feltételezéssel, hogy a magyar piacot két rendszerösszekötő kapacitás kapcsolja a szomszédos piacokhoz: egyik a perifériaterületekhez, másik pedig a CBT-területhez. Ekkor két importnagyságot kell figyelembe venni, ahol a perifériaterületről érkező kínálat határköltségéhez hozzá kell adni az explicit betáplálási díjat. A másik megoldás, hogy fenntartjuk a szerzők eredeti feltételezését a rendszerösszekötő kapacitásról, és ekkor az aktuális vállalati áramlásoknak (*load flow*) megfelelő arányban kell figyelembe venni a betáplálási díjat.

A rendszerösszekötő átviteli kapacitások áteresztőképességének növelése érdekében érdemes elidőzni a Mavir Rt. tulajdonosi helyzetén is. A Mavir jelenleg független rendszerirányítóként (ISO) működik, azaz egyrészt kizárólag a rendszerirányításhoz szükséges eszközök felett rendelkezik – igaz ugyan, hogy nagy részét az MVM-től bérlő nem kis összegekért(!) –, másrészt a többi piaci szereplőnek nincsenek felette tulajdonosi jogosítványai, mivel kincstári tulajdonban van a Gazdasági és Közlekedési Minisztérium tulaj-

⁶ Perifériaországok: Egyesült Királyság, Marokkó, Horvátország, Albánia, Macedónia, Bulgária, Románia, Orosz Államszövetség, Ukrajna, Belarusz, valamint Szerbia és Montenegró (vagyis részben a 2. szinkronzóna).

⁷ Ezt a díjat a perifériaországokból menetrend szerint beszállított villamos energia után kell megfizetni.

⁸ Ez a tétel párosulva azzal a költséggel, ami annak tudható be, hogy a tranzittól az import felé tolódtak a magyar horizontális hálózaton mért áramlások, 2004 augusztusára olyan helyzetet idézett elő, hogy a magyar rendszerirányító nettó befizetővé vált.

donosi joggyakorlása mellett. Felmerülhet a kérdés, hogy mi történne akkor, ha a Mavir ISO típusú rendszerirányítói státusának átviteli rendszerirányító (TSO) típusúvá történő – napjainkban aktuális – átalakításával párhuzamosan egyben oly módon változna meg tulajdonosi szerkezete, hogy abban az MVM többségi, vagy 100 százalékos tulajdonrészt szerezne. Vagyis az átviteli rendszerirányító a MVM holding részévé válna például leányvállalati státusban. Ebben a helyzetben a tulajdonos immanens érdeke lehet, hogy a nettó átviteli kapacitások megállapítása során az átviteli megbízhatósági tartalékokat minél magasabban tartsa, például azért, hogy azt felhasználva úgy tudjon olcsó határkeresztező kereskedelmet folytatni, hogy az explicit aukción ne kelljen fizikai átviteli jogot szereznie. Vagyis a rendszerirányító tulajdonosi szerkezetének kialakítása során érdemes elkerülni azt a helyzetet, hogy a jelenlegi importkapacitások meghatározó részaránya felett rendelkező MVM további piaci erőfölényhez juthasson azáltal, hogy tulajdonosi jogosítványait gyakorolván – bármely szigorú szabályozóhatósági szabályozás ellenére is – tovább szűkítthesse a piaci szereplők számára rendelkezésre álló beszerzési lehetőséget.

Befejezésül érdemes szót ejteni a határkeresztező kereskedelem, közelebbről az átviteli kapacitások kihasználási lehetőségeiről az Európai Unió szabályozási környezetének középtávú fejlődése tükrében. A jelenlegi szabályozási környezetben a rendszerirányítók egymástól függetlenül, vagy esetleg közösen árvezetetik a szabályozási zónákat összekapcsoló rendszerösszekötő elemek kapacitásait. Egy ilyen aukciós eljárás csak akkor jelent hatékony kimenetet az együttműködő villamosenergia-rendszer egésze szempontjából, ha az adott határkeresztező áramlás lehetőség szerint csak egy rendszerösszekötő kapacitást vesz igénybe. Ha a kereskedelmi tranzakció több szabályozási zónát érint, akkor az adott piaci szereplőnek minden egyes érintett rendszerösszekötő kapacitáson fizikai átviteli jogot kell lekötnie, ami csökkenti a nagykereskedelmi piacok árkülönbégből adódó arbitrálnálási lehetőségek gazdaságos kihasználhatóságát, másrészt nehezíti az érintett átviteli rendszerirányítók számára a párhuzamos áramlások kezelését. Az említett problémák kezelése érdekében középtávon várható, hogy az európai szabályozási környezet elmozdul az ETSO által javasolt koordinált aukciós eljárás irányába (ETSO [2001]), mivel az Európai Bizottság részéről kitapintható az a törekvés, hogy a jövőben összehangoltan történjen a rendszerösszekötő kapacitások allokálása (EC [2003], [2004]).

Ha ez megvalósul, akkor a szerzők számítási eredményei torzulhatnak, mivel a regionális piac kínálatának mennyisége és határkölsége átrendeződhet. Miért? A koordinált aukciós eljárás – szakítva az explicit aukciós eljárás szerződéses útvonalának logikájával – úgynevezett tehereloszlási (áramlási) faktorokat (*power distribution factor*) használ annak érdekében, hogy a kereskedelmi tranzakciók okozta tényleges áramlásokat – beleértve a párhuzamos áramlásokat is – figyelembe véve, szimultán allokálja az együttműködő villamosenergia-rendszer összes rendszerösszekötő elemének kapacitásait. Ehhez matematikai optimalizációs eljárást alkalmaz, amelynek segítségével kiválaszthatók azon adott betáplálási és vételezési pontpárra vonatkozó fizikai átviteli jogra tett ajánlatok, amelyek az áramlási faktorok által jelzett, igénybe venni szándékozott összes rendszerösszekötő elemet a legtöbbre értékelik. Kérdés, hogy a koordinált aukciós eljárás mellett kapnak-e fizikai átviteli jogot a hazai piacon versenyző szereplők, és ha igen, akkor mekkora mennyiségben, milyen költségen. Vagyis könnyedén előállhat egy olyan helyzet, hogy a magyar piacra vonatkozó ajánlatok nem lesznek versenyképesek – például a jelentős párhuzamos áramlások miatt – a más szabályozási zónákra tett ajánlatokhoz képest.

A fentiekkel kapcsolatban még egy problémára ki kell térni. A piacnyitás óta eltelt időszakban az Európai Unió belső villamosenergia-piacának kontinentális részén⁹ – a pi-

⁹ Kontinentális Európán az EU-tagállamokat értem, amelyek alól kivétel az Egyesült Királyság, Írország, Dánia, Finnország, (Norvégia) és Svédország.

aci környezet szülte rövid távú érdekeknek megfelelően – folyamatosan csökkennek a fogyasztói igények és a rendszertartalékok kielégítésére igénybe vehető szabad erőművi kapacitások. Valószínű, hogy Európa legtöbb szabályozási zónája tőlünk keletről próbálja majd meg kielégíteni növekvő fogyasztói igényei fedezését. Ekkor még inkább jelentkezhet a koordinált aukciós eljárással kapcsolatban említett magyar vonatkozású probléma. Továbbá, a magyar piac energiatermelésre felhasználható részének csökkenését jelentheti, ha a magyar rendszerben a megemelkedő hálózati áramlások (*load flow*) olyan kilengéseket idéznek elő, amit kénytelen a hazai rendszerirányító a kiegyenlítő piaci beszerzéseinek növekedésével szabályozni. Vagyis egy ilyen forgatókönyv bekövetkezte esetén szűkülne a fogyasztói igények kielégítésére rendelkezésre álló energiatermelési lehetőség, ami akár a piachatalmi problémák felerősödéséhez is vezethet.

*

Írásomban arra törekedtem, hogy felhívjam a figyelmet a magyar áramtermelő piac szimulációs modelljének azon legfontosabb, a valóságot túlzóan leegyszerűsítő modellfeltevéseire, amelyek torzítóan hathatnak a vizsgálat eredményeire. Az általam vizsgált kérdések és megfogalmazott megállapítások mindegyike nem adaptálható ugyan közvetlenül a szimulációs modellbe, de számos részeleme beépíthető úgy, hogy közben a modellszámítás kezelhetősége nem romlik. Remélhetően írásom eléri célját, és hozzá tud járulni a Paizs–Mészáros-szerzőpáros fontos és előremutató tanulmánya által vizsgált témakör további eredményes kutatásához, elemzéséhez.

Hivatkozások

- BOISSELEAU, F. [2004]: The role of power exchanges for creation of a single European electricity market. Université Paris IX Dauphine, Párizs.
- BORENSTEIN, S.–BUSHNELL, J.–WOLAK F. [2000]: Diagnosing market power in California's deregulated wholesale electricity market. Working paper, UC Energy Institute, Berkeley, Kalifornia.
- BROWER, J. [2002]: Seeking the European electricity market. Evidence from empirical analysis of wholesale market prices. Institute for Energy Studies, Oxford.
- EC [2003]: Strategy Paper: „Medium term vision of the internal electricity market.” European Commission. Brussels.
- EC [2004]: Guidelines on congestion management. Draft version. European Commission. Brüsszel.
- ETSO [2001]: Co-ordinated Auctioning. A market based method for transmission capacity allocation in meshed networks.
- PAIZS LÁSZLÓ–MÉSZÁROS MÁTYÁS TAMÁS [2003]: Piachatalmi problémák modellezése a dereguláció utáni magyar áramtermelő piacon. Közgazdasági Szemle, 9. sz.
- PJM [2002]: Open Access Transmission Tariff. Fifth Revised Volume No. 1.
- PJM [2003a]: Manual for Open Access Transmission Tariff Accounting. Manual M-27, Revision 24.
- PJM [2003b]: Manual for Operating Agreement Accounting. Manual M-28, Revision 23.
- SCHWEPPE, F. M.–CARAMANIS, M. C.–TABORS, R. D.–BOHN, R. E. [1988]: Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers, New York.
- <http://www.caiso.com/surveillance/>