

JELENTÉS

az energiapiacokról

2011. II. SZÁM



A Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (REKK) célja az üzleti és környezeti szempontból is fenntartható energiapiacok kialakításához való szakértői hozzájárulás. Széles körű kutatási, tanácsadási és oktatási tevékenységet végzünk a villamosenergia-, gáz- és szén-dioxid-piacok területén 2004 óta. Elemzéseink a szabályozói intézkedések hatásainak vizsgálatától az egyedi vállalati beruházási döntés-előkészítésig terjednek.

A REKK fő tevékenységei:

Kutatás

Fő kutatási területünk a kelet-közép- és a délkelet-európai régió:

- regionális villamosenergia- és gázármodellezés
- CO₂-kvótakiosztás és -kereskedelem
- megújuló erőforrások támogatása és piacai
- ellátásbiztonság
- piaci belépési és kereskedelmi korlátok
- szolgáltatóváltás

Tanácsadás

- ár-előrejelzés és országtanulmányok a beruházási döntések előkészítéséhez
- nagyfogyasztói tanácsadás az energiastratégia kialakításához a liberalizált piacon
- árszabályozási tanácsadás a szabályozó hatóságok és az energiaszolgáltató cégek részére
- konzultáció és tanácsadás rendszerirányítók részére, az új piaci kihívások kezelésére

Oktatás

Képzési programjaink:

- nyári egyetem
- szabályozói kurzusok
- tréningek és e-learning kurzusok az alábbi témákban:
 - árszabályozás
 - villamosenergia-piacok
 - piacmonitoring
 - gázpiacok
- alkalmi, vállalati képzések egyedi igények alapján

A piacnyitás következtében ma már az energiapiacok nem elemezhetők a regionális környezet figyelembevétel nélkül. A kelet-közép- és délkelet-európai régió országainak piaci helyzetét és fejleményeit folyamatosan figyeljük. A régiós áramárak előrejelzésére 15 országra kiterjedő regionális villamosenergia-piaci modellt építettünk.

A REKK munkatársai iparági szabályozói tapasztalatukkal, valamint egyetemi tudományos háttérükkel az energiaszektort érintő kérdésekre tudományos és a piacok sajátosságait figyelembe vevő megoldásokkal szolgálnak.

Fontosabb ügyfeleink:

Szabályozó hatóságok

MEH, GVH, KVVM,
GKM, FVM

Energiacégek és nagyfogyasztók

Mavir, E.ON, MOL, MVM,
ELMŰ, Főgáz, Alcoa, DRV

Nemzetközi szervezetek

DG TREN, USAID, ERRA,
CEER, NARUC

REGIONÁLIS ENERGIAGAZDASÁGI KUTATÓKÖZPONT

TARTALOM

BEVEZETŐ 1

ÁRAMPIACI FOLYAMATOK

Nemzetközi ártrendek 2

Hazai helyzetkép 3

A jövő évi 4

villamosenergia-árak
alakulása Magyarországon
és a közép-európai régióban

AKTUALITÁSOK

A megújuló termelés 6

támogatásának dilemmái

ENERGIAPIACI ELEMZÉSEK

Egy új, hosszú távú 9

földgázimport-szerződés
árazási opcióinak elemzése

MŰHELYTANULMÁNYOK

Nukleáris projektek 13

Kelet-Közép-Európában

Főszerkesztő:

Paizs László

Szerzők:

Kaderják Péter, Kerekes Lajos,

Kiss András, Kotek Péter

Kiadja: REKK Energiapiaci

Tanácsadó Kft.

A kiadvánnyal kapcsolatos további
információk:

Kotek Péter

T. (+36 1) 482 7073

F. (+36 1) 482 7037

E. rekktanacsado@gmail.com

www.rekk.eu



Tisztelt Olvasó!

Nagy örömünkre szolgál, hogy a Jelentés az energiapiacokról című kiadványunk III. évfolyamának 2. számát nyújthatjuk át Önnek. Őszintén reméljük, hogy Olvasóink elégedettek voltak a Jelentés korábbi számaival.

Az előző negyedév árampiaci trendjeinek elemzése mellett három, terjedelmesebb elemzést közlünk.

A megújuló ösztönzési rendszer megreformálását tervezi a kormány 2012 januárjától. Első írásunk két támogatási rendszer, a zöldbizonyítványok és a differenciált kötelező átvétel előnyeit és hátrányait veti össze. Habár az újonnan életbe lépett jogszabály szerint a differenciált kötelező átvétel fogja uralni a szektort, mégis fontosnak tartjuk, hogy kiemeljük a KÁT rendszerben rejlő csapdákat. Illusztrációként bemutatjuk a cseh fotovoltaikus kapacitások 2010. évi gyors felfutásában a mennyiségi túlteljesítés és a politikai lobbitevékenység iskolapéldáját.

Második tanulmányunkban a REKK regionális gázpiaci modelljének segítségével elemezzük, hogy további határösszekötő vezetékek kiépülése mellett hogyan javulna Magyarország alkupozíciója a 2015-ben megújítandó orosz gázimport-szerződés tárgyalásán. Következtetéseink szerint a további hálózati kapacitások kiépítése a szomszédos országokkal – elsősorban Ausztriával, Horvátországgal és Szlovákiával – számottevően csökkenti az Ukrajna irányából érkező földgáz iránti függésünket, továbbá bizonyos esetekben rákényszerítheti az orosz félt az olajindexált árazás feladására.

Harmadik írásunk a régióban aktív nukleáris erőmű-építési projekteket gyűjti össze. Az írás átfogó képet ad az atomenergia és a hosszú távú nagyberuházások sajátos helyzetéről Kelet-Közép-Európában.

Reméljük, a mostani számban is sok hasznos információt tudunk nyújtani kedves Olvasóinknak.

Kaderják Péter, igazgató

ÁRAMPIACI FOLYAMATOK

2011 első negyedévében folytatódott a tényezőpiacok előző negyedévben tapasztalt növekedése, ugyanakkor erősebb volatilitást és két, jelentős kínálati sokkot tartogatott az időszak. A nyersolaj ára 20 \$-ral, a széné 10 \$-ral emelkedett. A német piacon kereskedett határidős termékek követték a tényezőárakat, a zsinórterméket az időszak végére 60 euróért kereskedték, a csúcstermék 70 euró felett zárt. A szennyezési jog ára március végén meghaladta a 17 eurót.

A negyedéves korrigált villamosenergia-fogyasztás 2%-kal volt magasabb a 2010-es és 2009-es első negyedéves értéknél. 2011 januárjától az osztrák és szlovák határokon az aukció lebonyolítását átvette a CAO, a szerb határon pedig

közös aukciót vezettek be. A kiegyenlítő energia elszámolásában is változások történtek, a limitár az EEX-ről a HUPX-re módosult. A határidős piacokon a magyar piac árelőnye március végére 20 eurócentre csökkent, míg a cseh és szlovák piacokon 2 euróval volt olcsóbb a 2012. évi zsinór-áram, mint a német piacon.

Nemzetközi ártrendek

2011 első negyedévében két jelentős sokk határozta meg a nemzetközi piacokat: a líbiai válság hatására kieső kőolajtermelés és a fukushimai katasztrófa okán felerősödő atomenergia-ellenes intézkedések. A nyersolaj ára február

közepéig a decemberi szinten maradt, egy hordó 80-90 dollárt ért. A líbiai események hatására a WTI olaj ára átlépte a 100 dolláros hordónkénti árat, márciusban 106 dolláros áron zárt. Az ARA szén előző negyedévben megfigyelt növekedése januárban kismértékben mérséklődött, március második hetére azonban a szén tonnánként körülbelül 10 euróval felértékelődött az előző hetek legmagasabb árához képest: a növekvő olajár és a hét német atomerőmű kivonásának híre keresletbővülést idézett elő. A negyedév utolsó napján kereskedett olaj ára 15%-kal haladta meg az időszak nyitó árát, a szén árban mérsékeltebb, 8%-os növekedést figyelhettünk meg.

A német energiatőzsdén kereskedett, 2012. évi határidős villamos energia ára a negyedévben március közepéig stagnált, a zsinórtermék az 50-55 eurós sávban mozgott, a csúcstermék 10 euróval került többre. A március közepén megfigyelhető, 5 eurós ugrás annak tudható be, hogy a fukushimai katasztrófa hírére hét, 1980 előtt épült német atomerőművet vontak



1. ábra Az EEX-en kereskedett, 2012-re szóló határidős ARA szén és spot WTI nyersolaj árának alakulása 2010. januártól 2011. március végéig



2. ábra A 2012. évi határidős zsinór- és csúcstermék árának alakulása az EEX tőzsdén 2010. januártól 2011. március végéig

ki a termelésből. A zsinór- és csúcstermék ára a magasabb árszinten maradt a negyedév végéig.

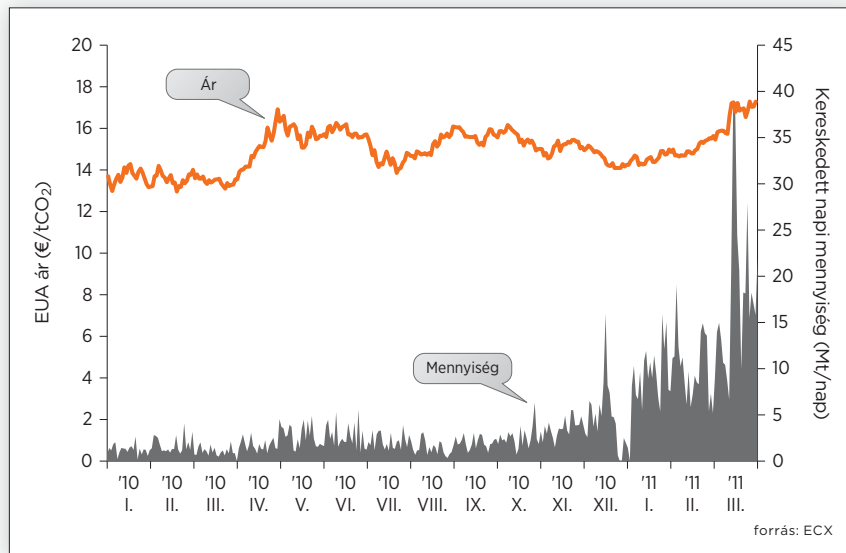
A 2011. decemberi szállítású európai szennyezési jog (EUA) árában is az előbbieken leírtak érvényesültek: a január–februári mérsékelt, 1-2%-os növekedésen túl, az ár márciusban 2-2,5 euróval megemelkedett. Az árnövekedés három napjában cserélt gazdát a negyedévben kereskedett mennyiség több mint tíz százaléka, 130 000 tonnányi szennyezési jog. A szennyezési jog kereslete vélhetően a szén árában megfigyelt keresletnövekedés miatt ugrott meg.

Hazai helyzetkép

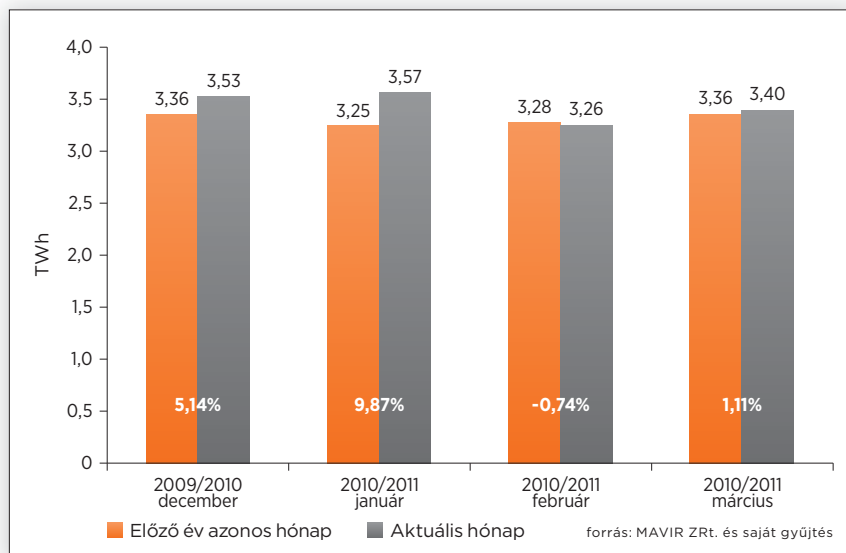
2011 első negyedévében a naptári és hőmérsékleti hatásoktól megtisztított hazai fogyasztás átlagosnak mondható, körülbelül 2%-kal haladta meg a 2009-es és 2010-es fogyasztási értékeket. A negyedéven belüli fogyasztás ugyanakkor jelentős szórást mutat, a január havi értékek közel 10%-kal meghaladják a 2010. januári fogyasztást, míg februárban és márciusban csupán 1% körüli eltérést tapasztalhattunk.

A villamosenergia-kereslet 10,7%-át fedeztük külföldről, ez négy százalékponttal haladta meg a tavalyi értéket, de két százalékponttal elmaradt a két évvel ezelőtti negyedév importarányától.

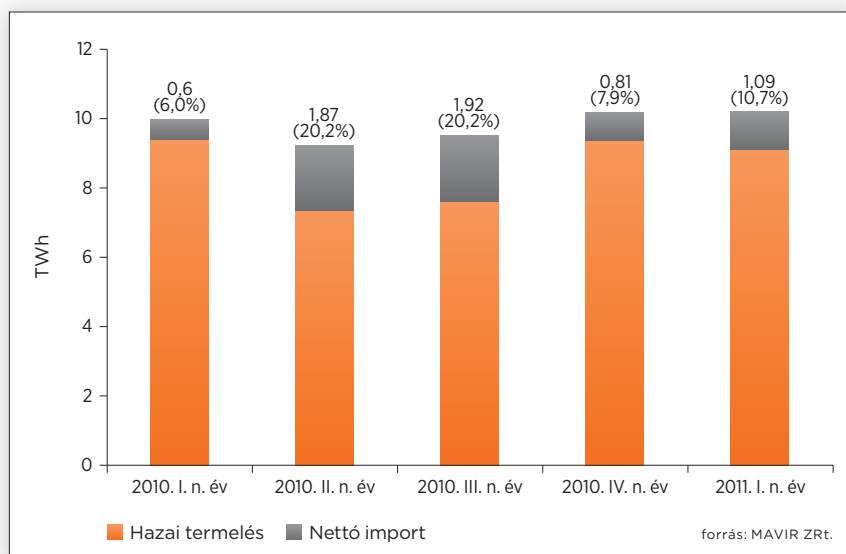
A havi határkeresztesző kapacitás ára csak a román-magyar metszéken volt magasabb egy eurónál, a kapacitások ára átlagosan 0,18 Ft volt. A negyedéves átlag feletti áron értékesítették a magyar-osztrák és a szerb-magyar kapacitásokat, hasonlóan 2011. első negyedévéhez.



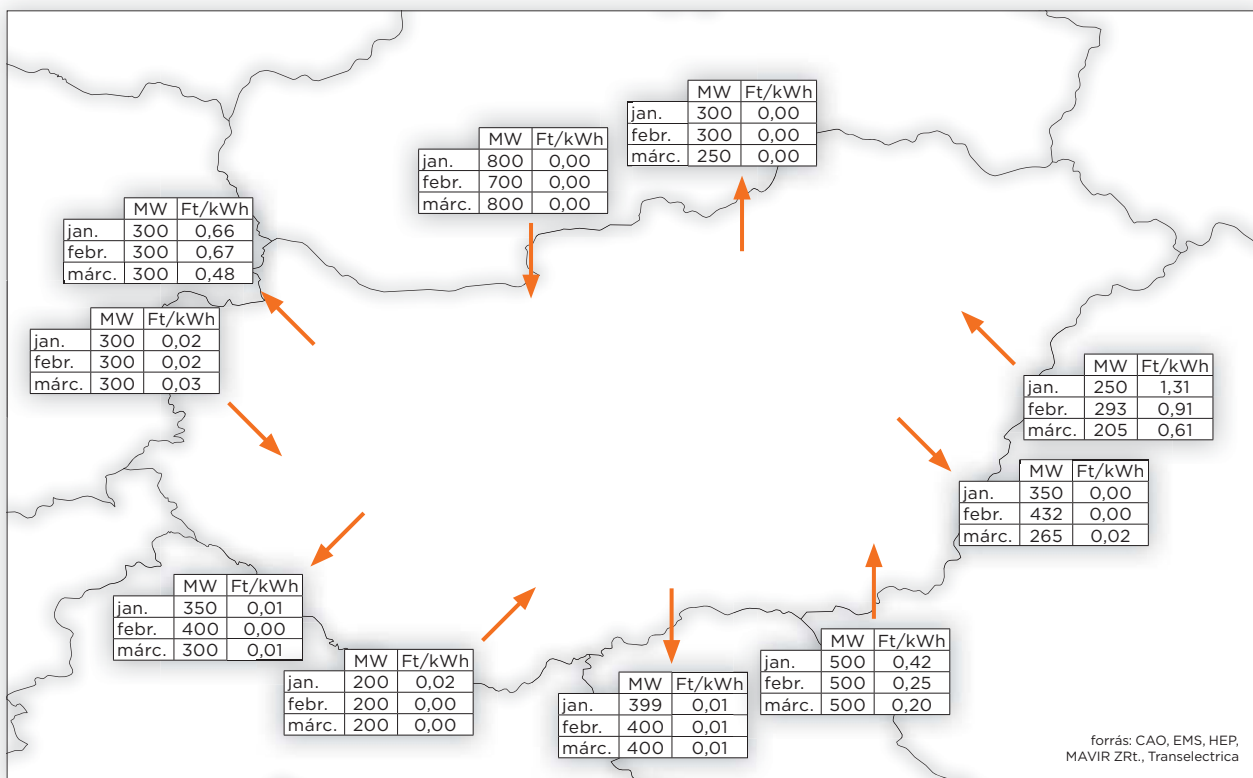
3. ábra A 2011. decemberi szállítású CO₂-kvóta árának alakulása és az ECX-en kereskedett napi mennyiség 2010. januártól 2011. március végéig



4. ábra A korrigált áramfogyasztás alakulása az előző év azonos időszakához képest 2010. december és 2011. március között



5. ábra Negyedéves hazai termelés és nettó import 2010. I. negyedév és 2011. I. negyedév között



6. ábra Havi határkeresztesztő kapacitásaukciók eredményei Magyarországon, 2011. I. negyedév

Az ábrán a kapacitások a meghirdetett kapacitásokat jelentik. A kapacitások csak abban az esetben nem keltek el teljes mértékben a vizsgált időszakban, ha egy adott áron túljegyzés alakult ki, mivel ilyenkor a rendszerirányító az egygel magasabb árat tekinti aukciós árnak.

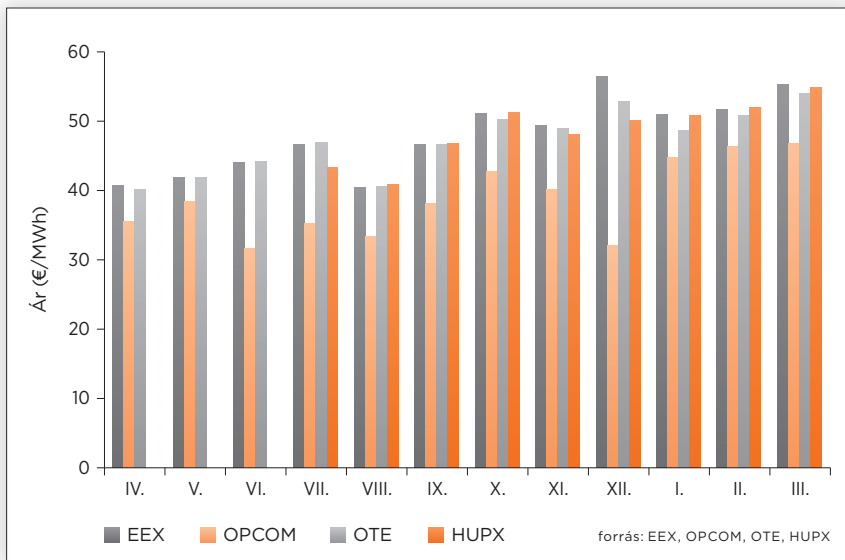
Fontos fejlemény, hogy a nyolc regionális rendszerirányító együttműködéséből 2008 júliusában létrejött Central Allocation Office január elsejétől átvállalta a Magyarország és Ausztria, illetve a Magyarország és Szlovákia közti éves, havi és napi árverések lebonyolítását a rendszerirányítóktól. A tervek szerint 2011 első negyedévében az NTC alapú kétoldali aukciókat felváltotta volna a flow-based allokáció, de a piac fejletlenségére hivatkozva a CAO február végén határozatlan időre

felfüggesztette az új mechanizmus bevezetését. A határkeresztesztő kereskedelem terén beállt újabb változás, hogy a szerb-magyar határon a kétoldali aukciót felváltotta a közös árverés, melyet éves és havi szinten az EMS, napi szinten a MAVIR rendez.

A régiós piacokon kereskedett spot villamos energia ára az előző negyedévhez képest átlagosan 7%-kal nőtt. A HUPX előző hónapban megfigyelt árelőnye eltűnt, a magyar áramtőzsdé szorosan együtt mozgott a német piaccal.

A magyar áramtőzsdén kereskedett mennyiség az előző negyedévhez képest közel kétszeresére nőtt: az év első három hónapjában 0,58 TWh zsinórterméket értékesítettek.

2011 a kiegyenlítő piacokon is változást hozott: januártól a kiegyenlítő energia elszámolóárát már nem az EEX alapján számolt limitárhoz, hanem a HUPX napi spot indexéből képzett limitárhoz viszonyítja a MAVIR. A negyedévben a pozitív kiegyenlítő energia átlagos ára 30,6 Ft/kWh volt, a negatívé -0,95 Ft/kWh.

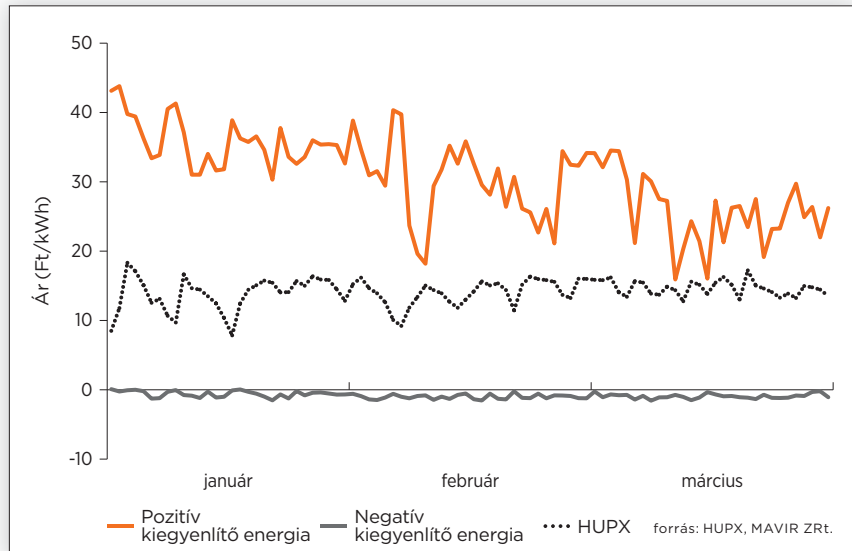


7. ábra Az EEX, az OPCOM, az OTE és a HUPX tőzsdé másnapi zsinórtermék árainak összehasonlítása, 2010. április és 2011. március között

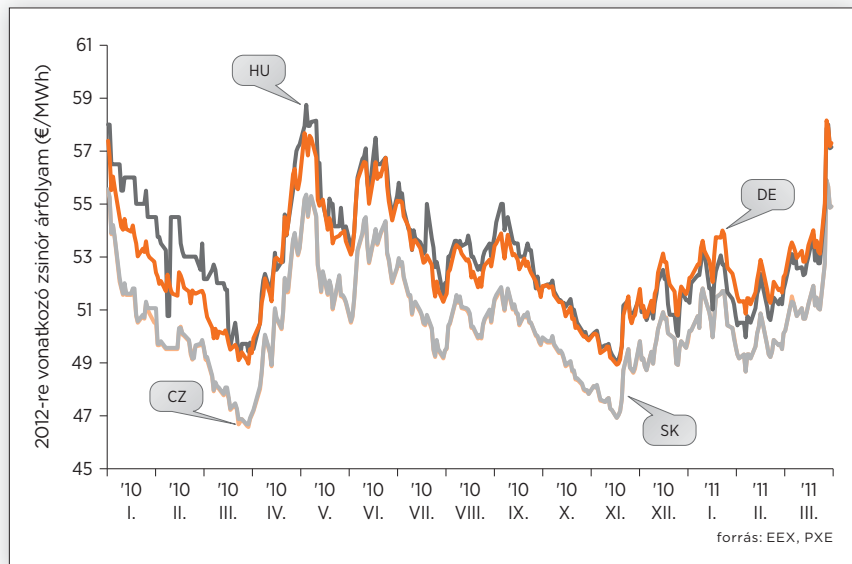
A jövő évi villamosenergia-árak alakulása Magyarországon és a közép-európai régióban

Az elmúlt három hónapban a prágai áramtőzsde magyar szekcióján 0,36 TWh villamos energiát árvereztek el, 19,1 millió euró értékben. A forgalom feleakkora volt, mint az előző negyedévben és az előző év azonos negyedévében.

A 2012. évi zsinórtermék árának meghatározásához a PXE cseh, szlovák és magyar szekciójának határidős zsinór-árait vetettük össze a német határidős zsinórárral. A magyar zsinórtermék januárban még 90 eurócenttel volt olcsóbb a német termékénél, de februárra ez már csak 50 centre olvadt, márciusban pedig 25 eurócent volt. A cseh és szlovák piacokon 2 euróval kellett kevesebbet fizetni egy megawattóráért.



8. ábra A kiegyenlítőenergia- és a spot árak napi átlagainak alakulása 2011. I. negyedévében



9. ábra A 2012-es szállítású zsinórtermék jegyzési árai a régió országaiban 2010. január és 2011. március között

AKTUALITÁSOK

A megújuló termelés támogatásának dilemmái

A megújuló bázisú villamosenergia-termelés támogatási rendszerének megújítását tervezi 2012 januárjától a kormány. Az előző szabályozási időszak 2010. december végi lejártával vált nyitottá az a kérdés, hogy a Nemzeti Megújuló Energia Hasznosítási Cselekvési Tervben (NCST) kijelölt célokat milyen eszközök segítségével kívánja elérni a hazai politika. A múlt év decemberében még arról hallhattunk, hogy 2013-tól forgalmazható zöldbizonyítvány rendszer bevezetésére számíthatnak a piaci szereplők. A 2011. március 16-án kihirdetett villamosenergia-törvény (VET) módosítása azonban azt valószínűsíti, hogy – a német ösztönzési rendszer mintájára – mégis energiaforrásokra, termelési eljárásokra, az erőművi névleges teljesítőképességre, az energiaátalakítás határfokára, valamint az erőmű létesítésének időpontjára tekintettel, differenciált kötelező átvételi rendszer (KÁT) kidolgozására kerül majd sor idehaza. Világossá vált, hogy a KÁT rendszer – a szakmai konszenzusnak megfelelően – a megújuló áramtermelés támogatására szűkül, leválik a kapcsolt termelés kérdésétől. Az is egyértelműnek látszik, hogy a hazai megújuló áramtermelés 70% körüli részét adó, ún. nagyméretű biomassza-termelők ideje hamarosan lejár, mivel ezt a termelési módot a döntéshozók kifejezetten előnytelennek tartják. Az új szabályozás kihirdetése 2011 júliusában várható.

Ebben az írásban azokat a kockázatokat elemezzük, amelyek az elmúlt évek hazai és nemzetközi tapasztalatai alapján a differenciált hatósági áras kötelező átvételi rendszereket jellemzik.

Zöldbizonyítvány rendszer vagy KÁT?

Az európai és ezen belül a hazai zöldenergia-támogatási rendszerek tipikusan mennyiségi célok teljesítését tűzik maguk elé bruttó fogyasztásban vett részarány, illetve évekre lebontott GWh mennyiség formájában. A leginkább kontrollálható módja e mennyiségi célok elérésének a forgalmazható zöldbizonyítvány rendszer bevezetése, amely az áramkereskedőket értékesítésük meghatározott százalékában zöldbizonyítvány vásárlására kötelezi. A bizonyítványoknak a villamos energiától elkülönülő piaca és piaci ára alakul ki.

A rendszer sikeresen működik az USA több államában, régiókban pedig Romániában és Lengyelországban. A rendszer előnye, hogy pontosan tervezhetővé válik a zöldenergia-termelés mennyisége és hatékony az általa biztosított támogatás. Hatékonyság alatt azt értjük, hogy a termelők számára a zöldbizonyítvány ár a tevékenységükhöz éppen szükséges támogatást – és nem többet – biztosítja, és a szektorban zajló viharos technológiai fejlődés termelési költségcsökkenés formájában jelentkező haszna a zöldbizonyítvány árának csökkenése formájában a fogyasztókhöz is eljut. A rendszer kritikásai két fő problémára hívják fel a figyelmet a zöldbizonyítvány-alapú támogatással kapcsolatban. Ezek a zöldbizonyítvány árvolatilitása és annak a projektek finanszírozását elbizonytalanító hatása; valamint a rendszer azon tulajdonsága, hogy a legolcsóbb megoldásokat ösztönzi és nem hagy teret egyes, esetleg drágább, de a hazai energiapolitika számára valamilyen okból (például foglalkoztatás, hazai háttérpar támogatása) támogatni kívánt technológia számára. A zöldbizonyítvány árkockázatveszélye a jelenlegi hazai körülmények között nehezen védhető, hiszen a hazai zöldáramcélok és a szűkös termelési kapacitások tartós zöldbizonyítvány-áremelkedést valószínűsítenének. A technológiák közötti korlátozott mértékű különbségtételre is találunk példát: Romániában egyes termelési módok megawattontként két vagy három zöldbizonyítványt is kaphatnak.

A KÁT rendszer csapdái

Mivel rövid távon a napirendről lekerülni látszik a „zöldbizonyítvány rendszer vagy KÁT” vita, érdemes megvizsgálni, milyen csapdákat kellene tudnia elkerülni az átalakulóban lévő KÁT rendszernek. Ezek címszavakban az alábbiak:

- Túlárzás és mennyiségi túlteljesítés kockázata, és ezzel összefüggésben mesterséges mennyiségi korlátozás bevezetése.
- A KÁT támogatás leépítése/megszüntetése ellen erős politikai lobbizás épül ki, a rendszerből nehezen lehet kilépni. Amikor erre sor kerül, az súlyosan rontja a befektetői környezet kiszámíthatóságát.
- A technológiai fejlődés hasznai döntően a termelőknél jelentkeznek.
- Összességében túlzottan költséges lehet a fogyasztók számára.

Túlárzás és mennyiségi túlteljesítés

A túlárzás és mennyiségi túlteljesítés esetét a KÁT rendszerekkel kapcsolatos számos nemzetközi tapasztalat illusztrálja. Mivel a zöldáram-támogatással kapcsolatos befektetői elvárás döntően a stabil banki finanszírozást szolgáló kiszámíthatóságot követeli meg, a KÁT rendszer ezt viszonylag hosszú távra (10-20 év) szóló ár-megállapítási rendszer meghirdetése révén igyekszik teljesíteni. Amennyiben azonban az induló KÁT tarifa vagy annak későbbi (valamilyen módon indexált) értéke jelentős gazdasági profit realizálásával kecsegtet (például a termelési költségek vártnál gyorsabb csökkenése miatt), akkor beindul az 'aranyláz', és az adott KÁT ár mellett az előre tervezett többszörösen meghaladó termelési kapacitás kiépítésére jelentkezik vállalkozó. Ilyen jelenség zajlott nálunk 2003 és 2009 között, a kapcsolt termelés támogatásának KÁT-os időszaka alatt, a szélenergia-hasznosításra meghirdetett első KÁT tarifák kihirdetése után, vagy 2008-2011-ben Csehországban a fotovoltaikus áramtermelés KÁT rendszerének rendkívül jövedelmezővé válása időszakában, de említhetjük a spanyol szélenergia-hasznosítás példáját is. A 'túlárzás' lehet az ármegállapító és a termelők közötti aszimmetrikus informáltság vagy a vártnál gyorsabb technológiai fejlődés következménye is, de kétségkívül gyakori jelenség.

Az előre nem tervezett mennyiségi felfutás megnövekedett KÁT igénye egyre fokozódó végfogyasztói áremelési nyomást jelent. Ezt a szabályozásért felelős intézmények hamar felismerik, és gyakorta tesznek javaslatokat – az ártámogatási rendszer alapvető vonásainak érintetlenül hagyása mellett – a termelési vagy beépített kapacitásra vonatkozó mennyiségi korlátozás bevezetésére. Idehaza ez történt 2006-ban a szélerőművi fejlesztések esetén (1300 MW igény után 330 MW-nyi mennyiségi kvóta bevezetése), a biomassza-alapú áramtermelési kvóták megállapításakor, illetve a KÁT jogosultság időtartamára és mennyiségére vonatkozó megtérülési alapú engedélyezési rendszer Magyar Energia Hivatal által történt bevezetése során.¹ A szabályozói reakciók adott esetben ennél is drasztikusabbak lehetnek, s a KÁT árak jelentős csökkentésében, az előre meghirdetett támogatási rendszer alapvető átalakításában ölhetnek testet. Ilyen lépésekre kerül sor napjainkban Csehországban. A cseh eset részleteit mutatja be a cikkünk után található esettanulmányunk.

Korrekción és politikai lobb

A KÁT rendszer egyik fentebb leírt problémájára (mennyiségi túlteljesítés) adandó szabályozói válasz gyorsaságát és hatékonyságát paradox módon rontja a meghirdetett szabályokhoz való ragaszkodás, és ezáltal a stabil szabályozói környezet biztosításának igénye. Tovább nehezítheti a helyzetet, ha a rendszer fenntartásában érdekelt kedvezményezett vállalkozói kör befolyásos lobbipozíciót képes felépíteni. Idehaza a kapcsolt termelés KÁT-os támogatásáról az elmúlt fél évben kialakult politikai vita jól illusztrálja ezt a lehetőséget.

A technológiai fejlődés haszna

A KÁT rendszer egyik sajátossága, hogy a megújuló szektor gyors technológiai fejlődésének a termelési költség csökkenésében jelentkező haszna döntő részben a vállalkozásoknál marad. Ennek természetesen ösztönző hatása van a befektetésekre, a rendszert azonban fogyasztói szempontból költségessé teszi. Ezt a csapdát egy, a termelési költségek csökkenésének ütemét jól követő, előre meghirdetett, degresszív KÁT tarifarendszer kezelhetné. A jövőbeni költségek alakulására vonatkozóan viszont aligha rendelkezik megfelelő információval az árszabályozó hatóság, ami újabb szabályozói kudarchoz vezethet.

A differenciált KÁT rendszer alkalmazása esetén tehát jelentős a kockázata annak, hogy az NCST-ben megcélzott megújuló termelési mennyiség piacra kerülését a szabályozás csak egy hatékony, forgalmazható zöldbizonyítvány rendszernél magasabb támogatási szint mellett, utólagos mennyiségi korlátozások alkalmazásával tudja majd biztosítani. A hatékony szintnél magasabb támogatás nagyobb része ráadásul a termelőkhöz kerül, amely végfogyasztói szempontból teszi még költségesebbé a rendszert. Amennyiben a szabályozás nem gondoskodik transzparens módon előre a mennyiségi limitek betartásáról (például előre meghatározva azt, hogy az egyes technológiákra tervezett termelési mennyiségek teljesülése után a KÁT árak automatikusan jelentősen csökkennek), akkor a szabályozás várhatóan menet közben fog nagy gyakorisággal változni, jelentős szabályozói bizonytalanságot okozva ezzel.

¹ Ez utóbbi rendszer ugyanis a meghirdetett KÁT árak és egy 'indokolt' befektetői hozam alapján szab mennyiségi korlátot minden egyes KÁT-os engedélyes maximális, a támogatás alá eső termelési mennyiségére.

Esettanulmány: Fotovoltaikus (PV) áramtermelés ösztönzése Csehországban

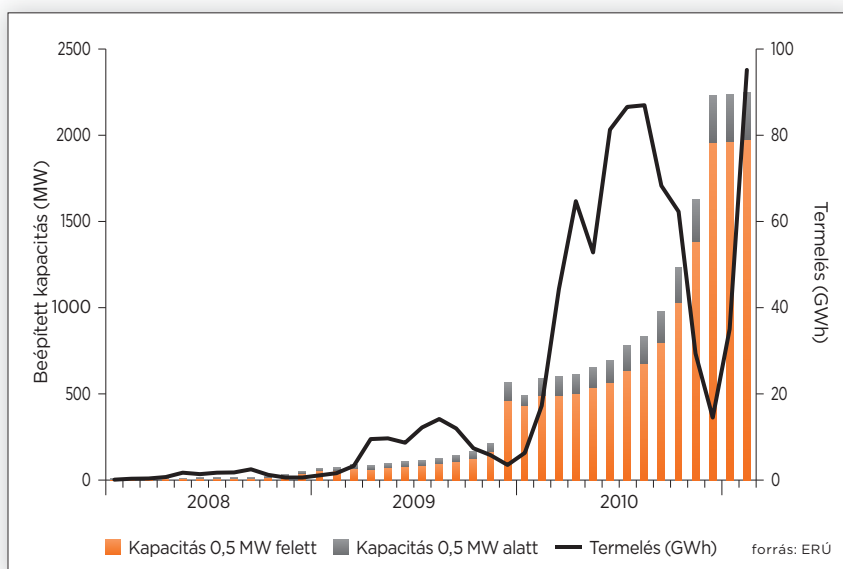
A 2002. évi villamosenergia-törvény a megújuló áramtermelés támogatására differenciált kötelező áramátvételi tarifa- és bónuszrendszert vezetett be Csehországban. Az egyes technológiákra eltérő szintű tarifákat határoztak meg, amelyeket a regulátor évente aktualizált. A legvonzóbb tarifát a fotovoltaikus (PV) termelésre állapították meg, a tarifa, illetve a bónusz értéke 3-4-szer haladta meg az egyéb technológiákra megszabott hatósági árakat. 2008-ban egy kWh PV alapú áram már 54 eurócentet ért.

2008-ig elhanyagolható volt a PV alapú áramtermelés Csehországban. 2009-ben azonban részaránya elérte a 25%-ot a zöldáramon belül, 2010-ben pedig már a legnagyobb megújuló áramtermelővé lépett elő. 2008 és 2009 januárja között az engedélyezett PV projektek száma meghatszorozódott. A beépített kapacitások 2010 januárjára meghaladták az 500 MW-ot, de év végén már 2000 MW felett voltak! A tényleges termelés és a kapacitások kihasználtsága kirívóan alacsony (lásd a 10. ábrát).

A beruházási felfutásnak alapvetően két oka van: a vonzó tarifák és a PV beruházások beruházási költségének gyors csökkenése. Ez utóbbi 40%-os (!) esést jelentett 2009-ben. A KÁT tarifák ezt a változást nem követték időben. A túlrazott KÁT rendszer így egy napenergia-ellátottságban az európai átlag alatt teljesítő országban generál nagyon rövid idő alatt jelentős beépített PV kapacitást.

Jogalkotói és szabályozói reakciók

A szabályozó hatóság (ERÚ) már 2007-ben felhívta a figyelmet a KÁT rendszer problémáira. Jelezte, hogy felül kellene vizsgálni a tarifákat, különben a támogatás jelentős áremelési nyomást gyakorol majd a végfogyasztói árakra. Ezt támasztja alá, hogy az áramárba épített zöldáram-támogatási tarifaelem 2010-re a 2008. évi érték négyszerezésére nőtt. A kormány 2009 novemberében kezdte meg a korrekciókat, megengedve, hogy a már megtérült megújuló projektek tarifáját a szabályozó 5%-kal csökkenthesse. A PV projektek esetén



10. ábra A beépített PV kapacitások és a termelés alakulása Csehországban, 2008–2011

a tarifacsökkentés elérhette a jogszabály által lehetővé tett maximumot. 2010 februárjában a cseh rendszerirányító CEPS és az elosztók közös nyílt levélben kérték, hogy megtagadhasák új megújuló projektek hálózatra csatlakoztatását.

Az elmúlt egy évben számos lépés történt a beruházási felfutás fékezésére. 2010 júniusában az Ipari és Kereskedelmi Minisztérium előkészítette mennyiségi korlátok bevezetését a zöldáramkapacitásokra. A PV projektekre javasolt korlát 1700 MW volt, amelyet a tényleges beépített kapacitások már év végére meghaladtak. Szeptemberben a kormány megszüntette a mezőgazdasági területekre telepített panelek támogatását és a napenergiát termelő vállalatok 5 éves adómentességét. Ekkor a zöldáram-támogatási igény növekedése 2011-re a lakossági fogyasztói áramárak 12%-os, az üzleti fogyasztói árak 18%-os drágulását valószínűsítette. Ennek elkerülése céljából, a kormányzat javaslatára, novemberben a parlament alsóháza elfogadta a kormány által felvetett alábbi intézkedéseket:

- 26%-os különadót fizetnek azok a napenergia-termelő vállalatok, amelyek 2009-ben és 2010-ben építettek ki kapacitásokat;
- a 2011-ben és 2012-ben kiosztott CO₂-kvóták után 32% különadót kell fizetni;
- megemelték a mezőgazdasági területre telepített naperőműparkok földhasználati díját.

Végül az ERÚ november 8-án bejelentette, hogy a 2011-es kötelező átvételi tarifát 40%-kal csökkentik a 30 kW alatti beépített kapacitású PV termelőknél, és 51,5%-kal az annál nagyobbaknál.

Forrás: ERÚ, *Platts Energy in Eastern Europe jelentések*

ENERGIAPIACI ELEMZÉSEK

Egy új, hosszú távú földgázimport-szerződés árazási opcióinak elemzése

Magyarország földgázellátásának biztonságában meghatározó szerepet játszik az orosz féllel kötött hosszú távú importszerződés, amely az évtized közepén lejár. A következő szerződést előkészítő tárgyalások feltehetően 1-2 éven belül elkezdődnek. A jelenlegi szerződésbe foglalt, olajindexált import gázárpálya és az európai gázpiacok árszintje közötti, százalékosan kétszámjegyű árkülönbözetet figyelembe véve a hazai gázfogyasztók számára alapvető fontosságú kérdés, hogy a magyar fél tárgyalási pozíciói mennyire erősek az új szerződés megkötésekor. A cikkben ennek elemzésére teszünk kísérletet.

A hosszú távú szerződések megkötéséhez kapcsolódó vevői és eladói alkupozíciók értékelése összetett feladat, különösen annak fényében, hogy a döntésben a szektorhoz közvetlenül nem kötődő politikai szempontok is szerepet játszhatnak, mindkét fél részéről. Jelenleg azonban ez utóbbiakról eltekintünk és egy lehetséges, tisztán gazdasági alapú gondolkodási keretet mutatunk be, amely a különböző infrastruktúra-fejlesztési opciók szerződéses árhatásainak hozzávetőleges értékelésére alkalmas. A gondolkodási keret erősen egyszerűsítő, azonban jól mutatja a főbb alternatívákat.

Az elsődleges kérdés az, hogy az évtized második felében (a jelenlegi hosszú távú import-szerződés lejárta után) melyik összekötő gázvezetékkel milyen árszinten levő piacokat érhetünk el. A REKK saját fejlesztésű regionális földgázpiaci modelljének segítségével elemeztük a környező országok lehetséges árszintjeit, és arra az eredményre jutottunk, hogy az olasz-osztrák, illetve az osztrák-szlovák vezetékek kétirányúsításával mind Ausztrián, mind Szlovákián keresztül elérhetővé válnak a jelenlegi, olajindexálnál alacsonyabb árú forrást biztosító piacok. Ugyanezek a lehetőségek korlátozott mértékben Horvátországon és Szlovénián keresztül is rendelkezésre állhatnak, miután a horvát-magyar vezeték kétirányúsítása megtörténik.

Az évtized közepére becsült kelet-nyugati (olajindexált vs. spot) árkülönbözetre egy óvatosabb 10 százalékos és egy optimistább 20 százalékos scenáriót vizsgálunk. Mindez független attól, hogy az osztrák vagy szlovák irányból érkező molekula is nagy valószínűséggel orosz eredetű lesz. A versenyhelyzet nem arra alkalmas, hogy teljes egészében kizárjon egy magasabb árat kérő szállítót a piacról, mindössze elegendő mértékben lecsökkenti a piaci részesedését ahhoz, hogy számára jobban megérje inkább egy alacsonyabb árat kérve nagyobb mennyiséget értékesíteni, mint kitarítani a magas ár és a kis részesedés mellett.

Az alábbi elemzésben azt feltételezzük, hogy az Európai Unió harmadik energiacsomagjának megvalósulásával a térség földgázpiacai jelentős mértékben integrálódnak, így a régió földgázpiaci likviditása oly mértékben megnő, hogy a térség országaival hatályos hosszú távú szerződéses szállítások ellenére a nem olajindexált árazású földgáztermékek rendelkezésre fognak állni. Ennek köszönhetően mind az osztrák-magyar, mind a tervezett szlovák-magyar vezetéken keresztül importált földgáz teljes egészében orosz eredetű lehet, vagyis a kifizetett ár végső soron ugyanúgy az orosz szállítóhoz kerül, mintha az ukrán-magyar határon keresztül importáltuk volna. Az egyetlen különbség az, hogy Ausztrián¹ vagy Szlovákián² keresztül vásárolva a kifizetett – és a szállító által megkapott – összeg csak a jelenlegi olajindexált árpálya 90, illetve 80 százalékát teszi ki 2015-ben.

Ezzel szemben Horvátországon keresztül ténylegesen alternatív szállítótól történő forrásbeszerzést feltételezünk, ami összhangban áll azzal, hogy a verseny kialakulása a közép-európai régió nyugati szélén elhelyezkedő országokban sem jönne létre alternatív szállítók nélkül. A horvát-magyar vezetéken keresztül érkező import tehát – feltevéseink szerint – tényleges kiszorító hatással van az orosz eredetű gázértékesítésekre.³

Az elemzés során az éves magyar import-igényre 11 bcm-nyi gázmennyiséget feltételeztünk, ami konzervatív felülbecslése a 2010–2020 közötti várható kitétségeknek. Az importlehetőségek mennyiségi számításakor – a regionális

¹ Az osztrák gázhálózat német határkeresztező kapacitásainak köszönhetően jelenleg is jól integrált a nyugat-európai rendszerbe. A nyugat-európai forrásokhoz való hozzáférésnek köszönhetően, az orosz gáznak versenyeznie kell ezekkel az árakkal, így alacsonyabb árszint alakul ki az orosz import gáz árazásában azokhoz a piacokhoz képest, ahol a nyugati vagy más alternatív források nem érhetőek el.

² A meglévő szlovák szállítóvezeték infrastruktúra 2013-ra történő megfordításával Szlovákia integrálódhat a nyugat-európai gázhálózatba, ezáltal megteremtve a gáz-gáz versenyt az ország területén.

³ Elemzésünk akkor is megállja a helyét, ha a horvát irányú import helyett az osztrák vagy szlovák piacról vásárolható hasonló arányban nem orosz eredetű földgáz.

gázmodellünk segítségével – nemcsak a közvetlen összekötő kapacitások fizikai nagyságát, hanem a vezeték „túloldalán” levő országok kereslet-kínálati viszonyait és egyéb határokon való importkapacitáit is figyelembe vettük.

Az alábbi 8 forgatókönyvet hasonlítottuk össze egymással az infrastruktúra-fejlesztési opciók mentén:

1. Jelenlegi infrastruktúra (ukrán és osztrák irányú importlehetőség).
2. Horvát-magyar vezeték kétirányúsításának első fázisa (2,1 bcm, 2014).
3. Horvát irányú importlehetőség (2,1 bcm) plusz a tervezett olasz-szlovén (0,26 bcm, 2014), osztrák-szlovén (0,15 bcm, 2014) és szlovén-horvát (1,1 bcm, 2011) bővítések megvalósulása.
4. Horvát irányú importlehetőség (2,1 bcm és kapcsolódó bővítések) plusz HAG-bővítés első fázisa (1,1 bcm, 2011).

5. Horvát (2,1 bcm) és osztrák (+1,1 bcm) import, plusz szlovák-magyar összeköttetés (5,2 bcm, 2015).
6. Horvát (2,1 bcm) és osztrák (+1,1 bcm) import, plusz a horvát-magyar irányú bővítés második fázisa (1,1 bcm, 2019).
7. Horvát (3,3 bcm) és osztrák (+1,1 bcm) import, plusz az új osztrák-magyar vezeték (4,4 bcm, 2019).
8. Teljes horvát (3,3 bcm), osztrák (5,5 bcm) és szlovák (5,2 bcm) irányú importkapacitás-bővítés 2019-ig.

A forgatókönyvek szerinti maximális közvetlen importkapacitást – az ukrán-magyar vezetéken kívül – a 11. ábra mutatja. Az egyes forgatókönyvek felett feltüntettük a bővítés kivitelezésének évét, a jelenlegi hálózatfejlesztési tervek szerint.

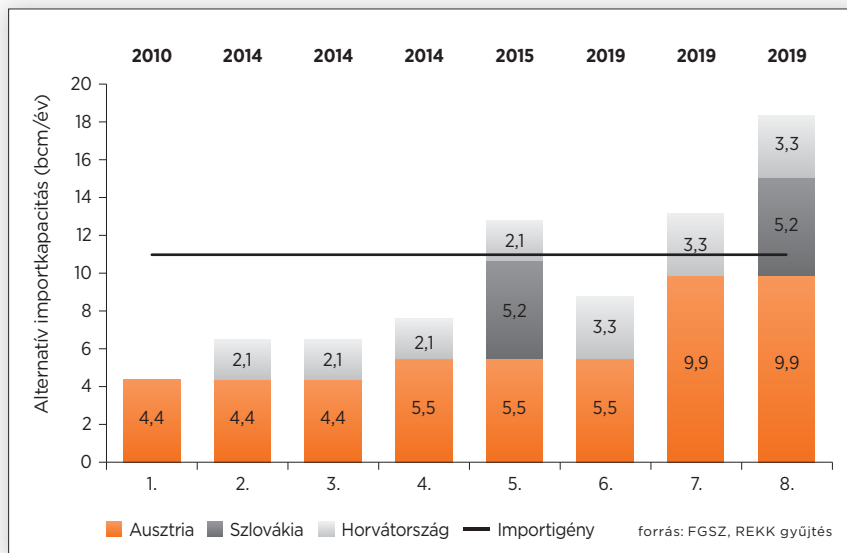
A regionális gázpiaci modellezésünkben kapott éves szállítási mennyiségeket a 12. ábra mutatja

be. A közvetlenül Ukrajnán keresztül érkező földgáz mennyisége maradékelven alakult ki, mivel az alternatív irányokból olcsóbb források elérhetőségét feltételeztük.

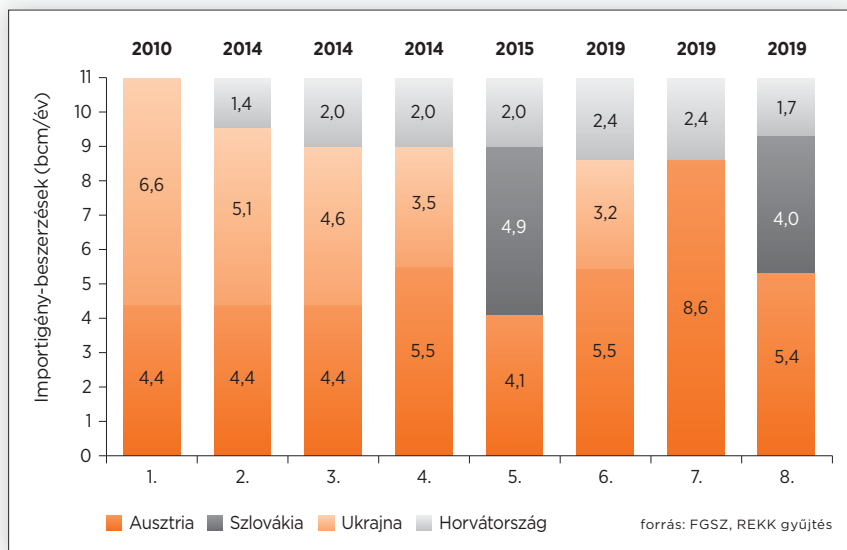
Látható, hogy a 4. forgatókönyvtől kezdve erős csökkenésnek indul a magas ár, Ukrajnán keresztül érkező, „közvetlen” orosz forrás iránti igény. Amennyiben akár a szlovák-magyar, akár a második osztrák-magyar összeköttetés megvalósul, az ukrán-magyar vezeték (infrastrukturális alapon) teljesen kiváltható olcsóbb forrásokkal.

Érdeemes azonban azt is megvizsgálni, miként alakul az 1-4., illetve 6. forgatókönyvekben az ukrán vezetéken keresztül érkező gáz árazása az alternatívák ismeretében. Ehhez elsősorban a szállító által viselt költségek becslésére van szükség, amihez a jelenlegi, 1996–2015 közötti időszakra szóló szerződés olajindexált árazási képletét használjuk fel.

Az 1990-es évek közepén végzett olajárbecslések alapján a szerződéses időszakra 2009-es reáláron hozzávetőlegesen 34 \$/hordós átlagos



11. ábra Infrastruktúra-fejlesztési forgatókönyvek a szerződéskötési alkupozíció vizsgálatához



12. ábra Piaci alapú szállítási mennyiségek az egyes forgatókönyvek esetén

olajjával lehetett számolni.⁴ Az erre épített olajárindexált gázárképlet és az évi, átlagosan 10 bcm-nyi importált mennyiség feltehetően már fedezte volna a szállító költségeit és megfelelő megtérülést biztosított volna számára. Az alábbiakban – részint a szállított mennyiség várható csökkenésének okán – azt feltételezzük, hogy a szállító költségei 2015-ben 50-70 \$/hordós ár mellett térülnének meg, ha a szerződéses importár továbbra is a jelenlegi olajindexálás szerint alakulna.

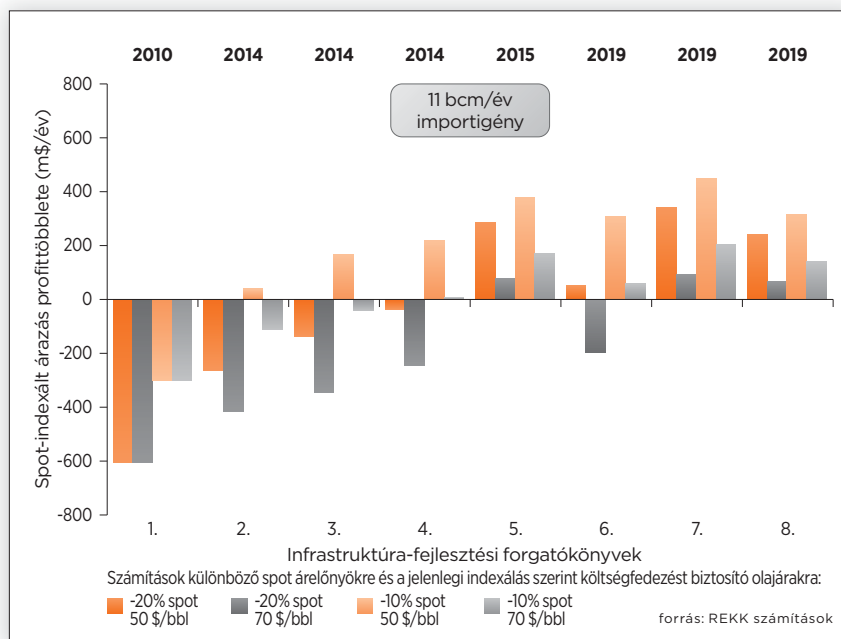
Kétféle stilizált árazási stratégiát elemzünk.

Az elsőben („olajindexált árazás”) fennmarad az ukrán–magyar vezetéken keresztül érkező import eddigi árképlete (95 \$/hordós várható olajár mellett), míg a másodikban („spot árazás”) az orosz szállító elfogadja a 10, illetve optimistább szemléletben 20 százalékkal olcsóbb spot indexálást, viszont így cserében – közvetlen és közvetett módon – megtartja a teljes 11 bcm-es importpiacot.

A két árazási stratégia várható éves szállítói profitja összevethető egymással a különböző forgatókönyvek és a különböző költségfedezési szintekre vonatkozó feltevések mellett. Ennek eredményét mutatja a 13. ábra.

A 13. ábra minden egyes infrastruktúra-fejlesztési forgatókönyvhöz négyféle esetben mutatja a spot-indexált árazás éves profittöbbletét (11 bcm/év importigényt feltételezve). Az első eset viszonylag olcsón leszállítható (50 \$/hordós olajár mellett megtérülő) földgázra és 20 százalékos spot árelőnyre vonatkozik. A második esetben a spot árelőny változatlan, viszont a gáz beszállítói költsége magasabb (csak 70 \$/hordós olajár mellett térül meg). A harmadik és negyedik eset egy óvatosabb, 10 százalékos spot árelőnyt tartalmaz, alacsony és magas beszállítói gázár mellett.

Ha az egyes esetekhez és hálózatfejlesztési forgatókönyvekhez negatív profittöbbletek tartoznak (mint például az 1. forgatókönyv mind a négy esetéhez), akkor az orosz fél számára jobban megéri a magasabb, olajindexált áron adni a földgázt. Pozitív értékek mellett a következtetés fordított.



13. ábra A spot-indexálás éves földgázellátói profittöbblete az egyes forgatókönyvek esetén

Általánosságban igaz, hogy a kisebb spot árelőny egyben növeli is annak valószínűségét, hogy sikerül spot-indexált árazást kialakítani az importszerződésben, hiszen ekkor az orosz szállító vesztesége is kisebb az olajindexálás feladásával. Természetesen a kisebb spot árelőny egyúttal kevesebb megtakarítást is jelent a piaci árazásra való áttérés esetén.

A gázárak növekedése ugyanakkor ezzel éppen ellentétes hatást fejt ki. Minél magasabb költséget okoz ugyanis a földgáz leszállítása az orosz fél számára, annál kevesebbet nyerhet az alternatív (modellünkben a horvát határon keresztül érkező) források agresszív – vagyis spot-indexált – árazással történő kiszorításával. Ebből következően kevésbé is fog hajlani az olajindexálás feladására.

Számításaink alapján elmondható, hogy az 1–3. forgatókönyvek mellett, vagyis kizárólag a jelenlegi infrastruktúrára (és a horvát–magyar vezeték 2019 előtt várható importkapacitás-bővítésére) hagyatkozva, az orosz fél számára szinte bármelyik költség szintet és spot árelőnyt tekintve megéri az olajindexálás fenntartása. Vagyis további bővítés nélkül nem valószínűsíthető a nyugati árszinthez történő igazodást lehetővé tevő „árendemény” megadása.

Mérsékelt spot árelőny és/vagy alacsony beszállítói földgázár mellett a 4. és a 6. forgatókönyv (mérsékelt HAG-bővítés, illetve a horvát–magyar kétirányúsítás második szakasza) már tartalmaz olyan kimeneteket, amelyek szállítói szemszögből

⁴ Energy Information Administration (EIA): Annual Energy Outlook 1995–96.

indokolttá tehetik a spot-indexálásra való áttérést.

Valójában azonban – amint azt az 5. és 7. forgatókönyvek mutatják – egy második HAG-vezeték vagy a szlovák-magyar összeköttetés közül legalább az egyikre szükség lenne ahhoz, hogy viszonylag széles költségfedezési skálán mozogva (amiről sajnos nem állnak rendelkezésünkre további információk) és nagyobb spot árelőnyök mellett is megérje az orosz fél számára a nyugati spot árazás – vagy egy ezzel egyenértékű olaj-indexált árcsökkentés – elfogadása a következő gázszállítási szerződésben.

Az 5. és 7. forgatókönyvekből következő erős magyar alkupozíció egyben azt is valószínűsíti, hogy a következő évtizedre várható földgázimportigények mellett a két nagy

beruházás közül már az egyik is elegendő a piaci árakon történő gázbeszerzés megvalósításához.

Nem szabad ugyanakkor figyelmen kívül hagynunk, hogy a 2020 utáni évtizedben feltehetően jelentősen megnövekszik majd az erőművi szektor földgázfelhasználása, ami plusz 3-4 bcm/év addicionális importigényt is generálhat, különösen akkor, ha ezzel egy időben a hazai kitermelés is visszaesik. Ugyan az ellátás biztonságát a szlovák-magyar összekötő vezetékkel vagy a HAG 2-vel felfejlesztett infrastruktúra ebben az esetben is garantálni tudja majd, de a gázpiaci verseny fenntartásához a másik nagy vezetékprojekt megvalósítására is szükség lehet. Ennek elkerülhetetlenségét azonban jelenleg nem lehet határozottan állítani.

MŰHELYTANULMÁNYOK

Nukleáris projektek Kelet-Közép-Európában

Az elmúlt évtizedben széles körben használatos kifejezés lett a „nukleáris reneszánsz” fogalma. A globális villamosenergia-fogyasztás elkövetkező 20 évben várható erőteljes (mintegy 75%-os) növekedése 100 GW-ot meghaladó mértékű (nettó) nukleáris kapacitásbővülést feltételez, melyet elsősorban Kína és az ázsiai térség 5-6% körüli átlagos éves villamosenergiafogyasztás-növekedése és az intenzív igénynövekedésre épülő ambiciózus atomerőmű-építési programja generál. A klímaváltozás mérséklését célzó intézkedések, a fosszilis energiahordozók árának jelentős emelkedése, illetve a nukleáris energiatermelésben bekövetkező hatékonyságnövekedés számottevően javították a karbonmentes technológiák versenyképességét, ami a fejlett országokban is a befektetői érdeklődés előterébe helyezte az atomenergiát.

A nukleáris energia iránti megnövekedett érdeklődés éveiben lezajlott a Paksi Atomerőmű teljesítménynövelése, és körvonalazódni kezdett az üzemidő-hosszabbítás és az új blokk(ok) létesítésének terve (ez utóbbit eleinte Teller, később Lévai projektnak nevezték). A paksi bővítést valamennyi politikai erő támogatásáról biztosította (az országgyűlés által 2008 tavaszán elfogadott, a 2008-2020 közötti időszakra vonatkozó energiapolitikai koncepció határozottan állást foglalt a bővítés szükségessége mellett), az országgyűlés pedig 2009-ben elvi hozzájárulását adta az új atomerőmű blokk(ok) létesítéséhez.

Az új blokk versenyképességét jelentős mértékben befolyásolja a környező országok jövőbeni kapacitásmérlege, illetve a régióban tervezett, hasonló alaperőművi (elsősorban nukleáris erőművi) beruházások alakulása. A szomszédos országokban megkezdett nukleáris projektek tapasztalatainak elemzése pedig segíthet abban, hogy a beruházások leggyakoribb buktatói elkerülhetőek legyenek.

A következőkben a Kelet-Közép-Európában tervezett atomerőművi projektek – eddigi történetének – néhány jellegzetességét kívánjuk ismertetni. Célunk, hogy bemutassuk a régióban tervezett projektek mögött álló fő hajtóerőket, a beruházásokra leselkedő legnagyobb veszélyeket, és feltérképezzük a beruházások megvalósulását, illetve meghiúsulását befolyásoló tényezőket.

A jelenlegi cikkben nincs módunk az egyes projektek részletes bemutatására, ezért az alábbi táblázatban megpróbáljuk összefoglalni a régióban tervezett atomerőművi projektek főbb paramétereit (méret, reaktortípus, beruházó és stratégiai partner, üzembe lépés várható ideje).

A következőkben a fenti projektek eddigi történetének vizsgálata során tett megállapításainkat mutatjuk be, lehetőség szerint egy-egy jellemző példával szemléltetve.

1. Állami elhatározás/döntés

A kelet-közép-európai atomerőmű-építési projektek – kivétel nélkül – államilag vezérelt folyamatok: a beruházás megkezdésének időpontját,

Erőmű	Ország	Beruházó, stratégiai partner	Státusz	Méret	Üzemkezdet (Platts)
Temelin 3-4	Csehország	CEZ (100%)	***	2 × 1000	2024
Dukovany	Csehország	CEZ (100%)	*	1000	2025
Mochovce 3-4	Szlovákia	SE (Enel) (100%)	***	2 × 440	2012, 2013
Bohunice V3	Szlovákia	JAVYS (51%), CEZ (49%)	**	1000-1600	2020
Krsko	Szlovénia	GEN Energija (?)	*	1000-1600	2017
Belene	Bulgária	NEK (51%), Rosatom (49%)	*	2 × 1000	2016, 2017
Visaginas	Litvánia	VAE (?) (projektvállalat)	*	3400	2018
Zarnoviec	Lengyelország	PGE (51%)	**	3000	2020
Klempicz	Lengyelország	PGE (51%)	**	3000	2024
Cernavoda 3-4	Románia	Nuclearelectrica (60,15%), Enel (9%), ArcelorMittal (6%)	**	2 × 720	2016, 2017

*** Előrehaladott, a tervezett időben jó eséllyel megvalósuló beruházás.

** Kevésbé előrehaladott, vagy nagyobb késéssel, adott esetben kisebb eséllyel megvalósuló beruházás.

* Előkészítetlen, vagy megkezdett beruházás, megvalósulására kis esély van.

1. táblázat Tervezett atomerőművi beruházások a régióban

az üzembe lépés céldátumát, az erőmű helyszínét, a beépített kapacitások nagyságát, a reaktorok típusát egyaránt állami döntések határozzák meg. A projektek végrehajtását állami villamosenergia-ipari cégekkel tervezik megvalósítani, az ő döntési kompetenciájuk azonban korlátozott. A beruházási döntést első körben a kormányzatok, nem pedig az érintett vállalatok hozzák; a projektek szükségességét először többnyire kormányzati tisztviselők (többnyire a gazdasági miniszter) vetik fel, hivatalosan szinte kivétel nélkül az adott ország energiastratégiai dokumentumában jelennek meg először.

Az állami döntési kompetenciák dominanciáját (és az állami befolyás erősségét) jól példázza Csehország esete, ahol a régió egyik legerősebb, legönállóbb energetikai cége, a CEZ temelini projektjével kapcsolatos előkészítő döntéseket írja felül, illetve határozza meg a cseh kormány.

1.1 Csehország: Az EPC tenderkiírás elhalasztása és az állami befolyás

A cseh villamosenergia-ipari vállalat, a CEZ 2009 nyarán hirdette meg a kivitelező kiválasztására szóló EPC (engineering, procurement, construction) tendert a temelini atomerőmű két blokkal (3. és 4. blokk) történő bővítésére. A 19 Mrd eurós tenderben további három atomerőművi blokk építésére is ajánlatot kért a társaság, melyek a cseh dukovany-i és a szlovák bohunicei erőművekben épülnének (utóbbi projektben a szlovák állami vállalat, a JAVYS stratégia partnereként vesz részt a társaság).

Egy évvel a tender meghirdetését követően (miután a tenderen történő részvételre jogosultságot szerző kivitelező társaságok köre ismertté vált), a CEZ a kormány (elsősorban a miniszterelnök, ill. a tendert felügyelő kormánybiztos) felszólítására bejelentette a tender eredményhirdetésének és az építkezés megkezdésének elhalasztását. A sajtóban a korábbinál kisebb igénybecslésre/kereslet-előrejelzésre (a gazdasági válsággal és a 2022 utáni német üzemidő-hosszabbítással is összefüggésben) és az időközben bekövetkező 15-17%-os árcsökkenésre hivatkozva már korábban valószínűsítették, hogy a CEZ vélhetően pár évvel eltolja a beruházást (elemzők szerint a 2016-os 60-70 EUR/MWh körüli árak épphogy elegendők a projekt megindításához). A cseh kormányfő, Petr Necas a tender biztonsági, gazdasági és külpolitikai kockázataira hivatkozva kijelentette, hogy a tender lefolytatása és elbírálása ütemtervének meghatározásában csak a kormány dönthet.

A kormányzati beavatkozás magyarázata a tender fontosságában rejlik: a tervezett

atomerőművi blokkok típusát, kapacitását, és üzembe lépésének pontos időpontját ugyanis általában az EPC tender eredményeképp határozzák meg, ezért a kivitelező kiválasztása döntő fontosságú lépés a fenti paraméterek tekintetében. A projekt levezénylésére és a kormányzati szempontok érvényesítésére még a 2009-es átmeneti cseh kormány kormánybiztosát nevezett ki Vaclav Bartuska személyében, aki korábban „energiabiztonsági nagykövetségként” tevékenykedett, és számos alkalommal az orosz beszállítóktól való függés veszélyeire figyelmeztetett (a tenderen való indulás jogát többekkel egyetemben megszerző cseh kivitelező vállalat, az orosz Atomstroyexporttal együtt alkotott konzorciumban pályázó Skoda az orosz OMZ tulajdonában van, a cseh reaktorok fűtőanyagát pedig a szintén orosz Tevel szállítja). A kormánybiztos kinevezése a kormányzati elköteleződés prezentálása mellett lehetővé tette, hogy a cseh politikai döntéshozók a projekt során (többek között a kivitelező kiválasztásakor) egyéb szempontokat is érvényesítsenek. Ilyen szempont lehet a cseh beszállító aránya (a Westinghouse 70%-ot ajánlott), az 55 éves cseh nukleáris know-how megőrzése-átvitele, vagy az üzemanyagciklusban (fuel-cycle) való erősebb részvétel (uránbányászat, fűtőrudak elkészítése, recycling).

Nem sokkal a projekt néhány éves csúszásának bejelentését követően a miniszterelnök azt is bejelentette, hogy további kérdések vizsgálatát tartja szükségesnek a projekt kapcsán. A vizsgálat, amely hat különálló jelentés elkészítését célozza, az értelemszerűen felmerülő kérdéseken túl (ilyen a szükséges hálózatépítési munkálatok tervezésének és kivitelezésének időigénye, a nukleáris felügyelet kapacitása, az új blokkok engedélyezésének költségei) olyan kérdésekre is kiterjed, mint például: melyek a projektet előkészítő koncepció gyengéi, milyen járulékos költségek kapcsolódnak a finanszírozáshoz, és hogy a tenderen induló ajánlattevők anyaországaival fenntartott kapcsolatot hogyan befolyásolja az ajánlat elfogadása vagy elutasítása.

2. Ellátásbiztonsági motivációk

A régióban tervezett nukleáris beruházások mögött elsősorban energiapolitikai, ellátásbiztonsági motivációk állnak. A tüzelőanyagmix diverzifikációja, a – többnyire orosz eredetű – földgázfüggőség enyhítése, az önellátásra (esetenként a nettó exportőri pozíció fenntartására) való törekvés, a kibocsátási jogok árának emelkedése nagyon fontos motivációs tényezők voltak. A gazdasági és megtérülési számítások

(pl. a jövőbeni keresletre, a villamosenergia-árakra vonatkozó becslések elkészítése, a beruházási költségek és a finanszírozási szükségletek mérlegelése) mérsékelt jelentőségűek voltak, azokat többnyire csak a projekt elindítását követően végezték el.

2.1 Szlovákia: Bezárásra kerülő nukleáris blokkok pótlása

A szlovák atomerőmű-építési tervek a bohunicei atomerőmű bezárt, illetve a jövőben bezárásra kerülő blokkjainak pótlását célozzák. Az első projekt a mochovcei erőmű két 440 MW-os blokkal való bővítése, melyek várhatóan 2012-ben és 2013-ban léphetnek üzembe. A mochovcei blokkok (3. és 4. blokk) építése 1986-ban kezdődött, de pénzhiány miatt 1992-ben félbeszakadt, miután az építési munkálatok 70%-ban készen voltak és a berendezések 30%-át leszállították. Az építés újrakezdését/folytatását – jelentős kormányzati nyomás közepette – 2007 februárjában jelentette be a szlovák inkumbens villamosenergia-ipari társaság, a Slovesne Elektrarne (SE), melynek tulajdonosa 2006-tól az olasz Enel. A beruházás célja az utóbbi években bezárt két bohunicei blokk pótlása, és az ország nettó exportőri pozíciójának visszaszerzése.

A második projekt a bohunicei erőmű bővítésének a terve, mely az erőmű jelenleg is üzemelő, de 2025-ben bezárásra kerülő V2 egységének pótlására irányul. A bohunicei erőmű bővítésének lehetőségét (V3 egység) 2007 elején, a szlovák energiastratégia előkészítése során vetette fel először nyilvánosan az akkori gazdasági miniszter, Lubomir Jahnatek. A szlovák energiastratégia 2007. júliusi publikálásakor Szlovákia villamosenergia-ellátása szempontjából elsősorban a bohunicei 2. blokk bezárása és a mochovcei blokkok tervezett üzembe lépése közötti, 2009-től 2013-ig terjedő időszak mutatkozott kritikusnak, amikor előreláthatólag az igények mintegy 20%-a csak importból lesz kielégíthető. A szlovák kormány ennek – részbeni – biztosítására 2007 szeptemberében egy 10 évre szóló keret-megállapodást készített elő Ukrajnával, ami évi 2-4 TWh importot tett volna lehetővé (a megállapodás szerint a szlovák fél a határmetszések bővítéséről, az ukrán fél a burstyni erőmű teljes UCTE-szinkronjának megteremtéséről gondoskodott volna). A projekt azonban nem valósult meg, a gazdasági válság pedig jelentősen visszafogta a szlovák villamosenergia-fogyasztást: az energiastratégiában 2010-re még közel 32 TWh fogyasztással számoltak, miközben a valóságban a 29 TWh-t

sem érte el. Mindez a vártnál jóval kisebb, a fogyasztás alig 5%-át kitevő importot tett szükségessé. 2011-től az E.ON 417 MW-os malzenicei CCGT erőművének üzembe lépésével az éves nettó importszükséglet 1 TWh-ra csökkenhet, ami a mochovcei blokkok belépését követően, 2013–2014-től többet fordulhat. A mochovcei blokkok belépését követő nettó exportőri pozíció azonban csak 2025-ig, a bohunicei erőmű 3. és 4. blokkjának üzemidejének lejártáig tart.

2.2 Lengyelország: A nukleáris beruházás „megérlelődése”

A lengyel energiastratégia, melynek első változata 2007 őszére készült el, már felvetette a nukleáris villamosenergia-termelés lehetőségét, de más opciót is nyitva hagyott. Az eredeti szöveg szerint, a jövőbeni villamosenergia-igények kielégítése a CO₂-kötélezettségek teljesítése mellett két módon biztosítható: nukleáris erőműépítéssel, vagy uniós kívüli országokból (pl. Ukrajnából) származó – olcsó – importtal.

A 2009 novemberében elfogadott végleges stratégia azonban már egyértelműen állást foglal a nukleáris villamosenergia-termelés szükségessége mellett. Az elfogadott stratégia szerint 2030-ra a jelenlegi 95%-ról 56% alá kell szorítani a szén és lignit részesedését a tüzelőanyagmixben, a nukleáris energia részarányát pedig hozzávetőlegesen 15%-os szintre kellene növelni. A lengyel atomenergia-hivatal elnöke 2007-es becslése szerint a stratégiában foglalt célok kielégítéséhez 2030-ra 10 GW nukleáris erőművi kapacításra lenne szükség.

A nukleáris beruházás melletti elköteleződés annak köszönhető, hogy az ellátásbiztonsági megfontolások 2008-ban több esemény kapcsán is előtérbe kerültek. 2008 áprilisában a nagy havazás két távvezeték üzemszünetét okozta, minek következtében az észak-lengyelországi Szczecin városában és környékén mintegy 400 ezer ember maradt áram nélkül. A nemzetbiztonsági hivatal a köztársasági elnöknek szóló jelentésében az energetikát felügyelő minisztérium átvilágítását javasolta. Bár a lengyel TSO, a rendszerirányító, a PSE szerint a szcczecini áramszünetet nem a rendelkezésre álló kapacitások elégtelensége okozta, az eset előtérbe tolta az ellátásbiztonság és az infrastrukturális beruházások kérdését. A rendszerben ugyan közel 10 000 MW tartalékkapacitás van, de ezek rendelkezésre állása erősen bizonytalan: a szóban forgó tartalékkapacitások előre-gedett széntüzelésű blokkokból állnak, melyek a gyakori karbantartások és üzemszünetek, illetve a

szénkészletek elégtelensége miatt csak korlátozott mértékben vehetők figyelembe. A PSE elemzése szerint 2008 januárjában a tartalékkapacitások aránya 5% körüli szinten mozgott, ami jelentős kockázatot hordoz.

A lengyel törekvéseknek az is jelentős lökést adott, hogy a 2008. decemberi uniós tanácskozáson lehetőséget biztosítottak az emissziós jogok aukciójának fokozatos bevezetésére, és elfogadták azt a javaslatot, hogy a legszegényebb tagállamoknak allokált 10%-nyi emissziós jogon felül további 2%-nyi emissziós jog értékesítéséből származó bevételt a kedvezményezett országok a tüzelőanyag-struktúra (energiamix) diverzifikálására fordíthatják, ami jelentős forrást biztosít a lengyel nukleáris program elindításához. A gazdasági minisztérium „energiadiverzifikációs” osztályának vezetője akkor azt mondta, hogy a formális döntés egy évvel a lengyel energiastratégia elfogadását követően, 2010 januárjában várható.

A lengyel nukleáris programnak a végső lökést a 2009. januári orosz-ukrán gázvita és az azt követő ellátási zavarok adták meg. Az események végképp meggyőzték a lengyel kormányt, hogy a széntüzelésű erőművek jövőbeni arányának csökkentése az ellátásbiztonság veszélyeztetése nélkül csak számottevő nukleáris erőművi kapacitás birtokában lehetséges. A miniszterelnök néhány héttel a gázválságot követően (ki sem várva az energiastratégia hivatalos elfogadását) hivatalosan is bejelentette, hogy kormányhatározat született kettő, egyenként 3000 MW-os atomerőmű építéséről. Az erőműépítés és -üzemeltetés feladatával a legnagyobb lengyel villamosenergia-ipari vállalatot, a PGE-t „bizta meg” a kormányfő.

3. Váratlan kockázatok: finanszírozási nehézségek és befektetői visszalépések

A nukleáris beruházások állami erőltetése azt vonta maga után, hogy a projektek gazdasági megalapozottságát és a lehetséges kockázatot nem mérték fel kellőképpen. A világgazdasági recesszió a kormányokat és a befektetőket egyaránt kiadásaik csökkentésére kényszerítette. Az új kormányok elődeik nagyvonalú vállalásait és állami támogatásra vonatkozó ígéreteit többnyire visszavonni kényszerültek, a nagy, de kevésbé tőkeerős állami vállalatok önrészük biztosítására képtelennek mutatkoztak, a stratégiai befektetők pedig mindezek láttán gyakran visszaléptek a projektekből. Az ambiciózus tervek a versenyző, vagy egymást kizáró projektek veszélyét sem mérlegelték kellőképpen. A projektek elhúzóásával

párhuzamosan a várható beruházási költségek jelentősen megnöttek, ami tovább súlyosbította a helyzetet. A politikai támogatás fluktuációjából fakadó kockázat a kelet-közép-európai régióban a megszokottnál erősebb, ugyanis a projektek kezdeményezője a legtöbb esetben nem valamely tőkeerős villamosenergia-ipari társaság, hanem maga az állam. A politikai váltógazdaság tehát nem csupán a megvalósulás körülményeit képes jelentősen megváltoztatni, hanem magának a projektgazdának a személyét is.

3.1 Bulgária: Korlátozott elkötelezettség és finanszírozási problémák

Az 1991-ben felfüggesztett belenei atomerőmű-építés újraindítását 2005-ben határozta el a bolgár kormány, hogy ellensúlyozza kozloduy-i atomerőmű két elavult 440 MW-os blokkjának az Európai Unióhoz történő csatlakozás feltételeként vállalt bezárását. A kivitelezési munkákkal az orosz Atomstroyexportot bízták meg, de a bolgár fél nemzetközi hitelszerződés(ek) megkötésével és – nyugati – stratégiai befektető bevonásával egy európai projektet kívánt faragni a beruházásból. A projekt 51%-os részvényese, a bolgár nemzeti vállalat (NEK – Natsionalna Elekticheska Kompania) stratégiai befektetőnek 2008 őszén (alig egy hónappal a világgazdasági válság beköszönte előtt) az RWE-t választotta.

Az RWE részvényesként 1,275 Mrd, hitelezőként 300 millió eurót tervezett a projektbe befektetni, de ahhoz, hogy 49%-os részesedésének pontos értékét meghatározza, a NEK-el kötendő szerződés aláírását megelőzően látni szeretne volna, milyen és mekkora forrásokból tevődik össze a NEK által vállalt 51%-os rész. A NEK, illetve a projekt pénzügyi hátterének megteremtésével megbízott BNP Paribas azonban nem tudta megszervezni a bolgár fél által biztosítandó finanszírozást. Az érintettek számára időközben az is nyilvánvalóvá vált, hogy az eredetileg tervezett projektköltségvetés messze alacsonyabb a szükségesnél: iparági források szerint az eredetileg 4 Mrd euróra kötött EPC szerződés legfeljebb az egyik 1000 MW-os blokk finanszírozására lenne elegendő (a kivitelező Atomstroyexport nem sokkal később hivatalosan is 6,3 Mrd euróra módosította a kivitelezés költségvetését, miközben a bolgár regulátor kerekén 9 Mrd euróra becsülte a projekt teljes – a finanszírozással és a hálózatfejlesztéssel járó kiadásokat is magában foglaló – költségét). Az RWE a pénzügyi kockázatokat mérlegelve ezért stratégiai partnert keresett, akivel megoszthatta volna a finanszírozás kockázatait.

Az egyre nyilvánvalóbbá váló finanszírozási nehézségeket tovább súlyosbította, hogy a 2009 júliusában hivatalba lépett Boiko Borissov vezette konzervatív kormány elődjénél sokkal szigorúbb álláspontot képviselt a belenei projekttel kapcsolatban: a pénzügyminiszter nem sokkal beiktatását követően úgy nyilatkozott, hogy a projekt 80% valószínűséggel le lesz állítva, tekintve, hogy a finanszírozáshoz sem állami, sem magánbefektetői források nem állnak rendelkezésre. A gazdasági minisztérium közleménye szerint 2009 júliusáig (a konzervatív kormány hivatalba lépéséig) 430 millió eurót költöttek a projekt előkészítésére, melynek a felét a pénzügyminiszter szerint egyszerűen ellopták. Az energiaügyi miniszter 2009 szeptemberében már úgy nyilatkozott, hogy a bolgár kormány a NEK 51%-os részesedését 20-30%-osra tervezi csökkenteni. Az orosz fél eközben több alkalommal kinyilvánította, hogy érdekelt a projekt megvalósításában és ennek érdekében kész közreműködni a szükséges finanszírozás biztosításában. Az orosz állami atomenergia-komplexum, a Rosatom 3,8 Mrd eurós hitelt kínált fel a bolgár félnek, a bolgár kormány azonban nem fogadta el az ajánlatot, mert mindenképpen el akarta kerülni, hogy a projekt orosz befolyás alá kerüljön.

Röviddel a NEK részesedéscsökkentésére vonatkozó bejelentését követően az RWE közölte, hogy a projektfinanszírozás megoldatlansága (elsősorban a NEK által biztosítandó rész bizonytalansága és az állami támogatás hiánya) miatt kiszáll a projektből. Bár az orosz Rosatom nem sokkal később „átvette” az RWE-nek szánt 49%-os stratégiai befektetői szerepet, a bolgár oldalon fennálló finanszírozási problémák és a nyugati szakmai befektetők bevonásának kérdése továbbra is megoldatlanok.

3.2 Románia: Az állami támogatás csökkenése és a befektetők visszalépése

A világgazdasági válságot követő gazdasági nehézségek még a jól előkészített projektek előrehaladását is megakasztották, hiszen az állami támogatás kényszerű csökkentését általában a befektetők visszalépése követi, ahogy ez Romániában is történt.

Az eredetileg 5 blokkra méretezett cernavodai erőműben, melynek építése még a nyolcvanas években kezdődött, jelenleg két, egyenként 700 MW-os Candu-6 típusú blokk működik (az 1. blokk 1996-ban, a 2. blokk 2007-ben lépett üzembe). Az erőmű 3. és 4. blokkjának megépítéséről szóló részvényesi megállapodás aláírására 2008 márciusában került sor: a román állami vállalat, a

Nuclearelectrica 20%-os, a hat nemzetközi háttérű szakmai befektető (Enel, CEZ, RWE, GdF Suez, Iberdrola, ArcelorMittal) pedig egyenként 10-15% közötti részesedéssel rendelkezett volna a projektben. A „szórt” részvényesi szerkezet célja az volt, hogy egyetlen magánbefektető se rendelkezzen meghatározó (az állami kontrollt veszélyeztető) részesedéssel a projektben. Fél évvel később a román állam a Nuclearelectrica többségi részesedése mellett döntött. (Tette ezt annak tudatában, hogy az eredetileg 2,2 Mrd euróra tervezett beruházási költség a Nuclearelectrica becslése szerint egy év leforgása alatt 4 Mrd euróra növekedett.) A többségi részesedés biztosításához a Nuclearelectrica pénzügyi és természetbeni hozzájárulásán felül a román állam 1,02 Mrd eurós állami támogatást nyújtott volna a projekthez. A többségi állami részesedés biztosítása vélhetően azzal a kormányzati szándékkal állt összefüggésben, hogy a román erőművi portfólió 85%-át két nagy, vertikálisan integrált állami vállalatba integrálják. A 2009 márciusában létrehozott projektvállalat, az EnergoNuclear részvényesi struktúrája ennek megfelelően a következőképp alakult ki: Nuclearelectrica 51%, Enel 9,15%, CEZ 9,15%, RWE 9,15%, GdF Suez 9,15%, Iberdrola 6,2%, ArcelorMittal 6,2%.

A piaci szereplők már 2009 szeptemberében arra számítottak, hogy a román kormány, amely a gazdasági válság következtében IMF-hitelszerződés megkötésére kényszerült, nem lesz képes biztosítani az 51%-os részesedéshez szükséges 1,02 Mrd eurós támogatást, ezért részesedését kénytelen lesz jelentős mértékben (becslések szerint 20-25%-os szintre) csökkenteni. A projektben részt vevő külföldi befektetők ezért jelezték, hogy készek részesedésüket növelni, ha a román kormány a Nuclearelectrica részesedésének csökkentése mellett dönt.

Amikor azonban a román gazdasági miniszter (Adriean Videanu) hivatalosan is bejelentette, hogy a kormány csökkenteni kívánja az állami szerepvállalás mértékét, nyilvánvalóvá vált, hogy a román fél gyakorlatilag semmiféle pénzügyi terhet nem kíván vállalni a projektben. A Nuclearelectrica valószínűleg szintén csak természetbeni hozzájárulás formájában tudna hozzájárulni a projekthez (telephely és infrastruktúra, illetve nehévíz biztosítása), így pontos részesedése ezek értékelésétől függően határozódna meg.

Először a CEZ jelentette be, hogy a gazdasági válságra való tekintettel számos külföldi projektből, így a cernavodai projektből is kiszáll. Néhány hónappal később három további befektető, a GdF Suez, az RWE és az Iberdrola is visszalépett a

projektben történő részvételtől, a román kormány elégtelen támogatására hivatkozva. A kilépő befektetők hangsúlyozták, hogy – a régió villamosenergia-igényére tekintettel – a projektet továbbra is életképesnek tartják, különösen a belenei projekt akadozását látva, és amennyiben a román kormány egyértelmű jelzést ad a projekt folytatására, készek újra beszállni.

4. Finanszírozási nehézségek és megoldási kísérletek

A kormányok által elhatározott atomerőmű-építési tervek végrehajtásával szinte valamennyi országban az állami tulajdonban lévő inkumbens villamosenergia-ipari társaságot bízták meg. Az érintett vállalatok az esetek többségében (talán a CEZ az egyetlen kivétel) meglehetősen forráshiányosak (sokszor meglévő, elöregedett erőműparkjuk felújításához szükséges források sem állnak rendelkezésükre), hitelképességük pedig nem teszi lehetővé jelentősebb külső forrás bevonását. A finanszírozás megkönnyítése érdekében bizonyos országok arra törekednek, hogy fúziók révén nagyobb eszközértékkel, így nagyobb hitelképességgel rendelkező társaságokat hozzanak létre. Ez a szándék sok esetben egybeesik a nagy európai energetikai társaságokkal versenyezni képes „nemzeti bajnok” létrehozatalára vonatkozó, a régióban általánosan elfogadottnak tekinthető törekvésekkel. Az így elhatározott fúziók azonban sok esetben nem kellően végiggondoltak, a piac működésére gyakorolt hosszú távú hatásuk pedig meglehetősen kedvezőtlen lehet.

4.1 Lengyelország: Piacszerkezeti beavatkozások a nemzeti bajnok megerősítésére és a finanszírozás biztosítására

A kormányzat által elképzelt nukleáris program megvalósítása a lengyel villamosenergia-szektor érintő strukturális kérdéseket is felvetett. Az egyik ilyen kérdés a PGE és az egyik privatizációra váró társaság esetleges fúziója. A PGE a privatizációra váró villamosenergia-ipari komplexum, az Energa megvásárlásával kíván piacot biztosítani a megépítendő nukleáris erőműnek és megnövelni a társaság hitelképességét (utóbbi elengedhetetlen ahhoz, hogy a projektben tervezett 51%-os önrész finanszírozható legyen). Az Energa a 2008-ban létrehozott négy nagy, vertikálisan integrált lengyel villamosenergia-ipari társaság (PGE, Tauron, Enea, Energa) legkisebbike (piaci értéke 4-5 Mrd euró körül mozoghat), mely az

ország északi és középső részén mintegy 2,7 millió fogyasztót lát el (ez a kiskereskedelmi piacon 16%-os piaci részesedést biztosít számára). Mivel szolgáltatói súlyához képest csekély termelőkapacitással rendelkezik, nyilván jól kiegészítene a PGE-t, melynek piaci részesedése a villamosenergia-termelésben 42%-os, a kiskereskedelemben viszont csak 26%-os. Ennél is fontosabb érv volt a fúzió mellett, hogy az jelentősen megnövelné a PGE piaci és eszközértékét, így annak pótlólagos hitelképessége pont elegendő lenne a két atomerőmű-építési projektben tervezett 51%-os PGE részesedés finanszírozására.

A PGE 2010 szeptemberében aláírta a megállapodást a pénzügyminisztériummal az Energa 84%-os részesedésének megvásárlásáról, melyet a miniszterelnök, Donald Tusk is nyíltan támogattott. A miniszterelnök szerint az ügylet segítségével a PGE-ből „nemzeti bajnok” válhatna, aki könnyebben veheti fel a versenyt a nagy európai villamosenergia-ipari társaságokkal. A versenyhivatalra gyakorolt erőteljes kormányzati nyomás szakmai berkekben komoly vihart kavart: ismert lengyel közgazdászok, élükön Leszek Balcerowiczal, nyílt levélben tiltakoztak a független versenyhivatal presszionálása ellen, amely elnöknőjének esetleges menesztéséről a Washington Post is cikkezett. A fúziót végül a lengyel versenyhivatal nem hagyta jóvá, bár a PGE (amelynek érvelése szerint a versenyhivatal tévesen országos, és nem regionális szinten határozta meg az érintett piacot) jelezte: fellebbezni fog a döntés ellen.

4.2 Litvánia: Közös projekt, résztvevők közti viták

A finanszírozási nehézségeket, illetve az értékesítési kockázatokat csökkenteni hivatott, több ország bevonásával folyó, exportorientált projektek kevésbé életképesek. A felelősség megosztása, az elkötelezettség országonként eltérő mértéke és a kizárólagos érdekeltség hiánya miatt nincs olyan szereplő, aki képes és kész a vitázó felek közti kompromisszumok kialakítására.

A három balti állam, Észtország, Lettország és Litvánia miniszterelnöke 2006 februárjában közös szándéknyilatkozatot írt alá egy új atomerőmű építéséről. Nem sokkal később Litvánia jelezte, hogy Lengyelországot is szeretné bevonni a projektbe, amelynek részvételét a régóta húzódó Powerbridge projekt ügyének rendezéséhez kötötte.

2007 nyarán a litván parlament – még mielőtt a projektben részt vevő országok megállapodhattak volna a lényegi kérdésekben – el is fogadta az új atomerőmű építését szabályozó törvényt,

miszerint két 1600 MW-os blokk kerülne megépítésre, és a projektben Litvánia 34%-kal, az észti, lett és lengyel felek pedig egyenként 22%-os részesedéssel rendelkeznének.

A 2007-re tervezett négyoldalú kormányközi megállapodás aláírása közben több alkalommal is megghiúsult: júliusban a lengyel kormányfő a belpolitikai feszültségekre tekintettel nem tudott elutazni Vilniusba, az októberre tervezett találkozót pedig a választásokra hivatkozva mondta le Jaroslaw Kaczynski. A megállapodás megkötésének és a litván fél által erősen szorgalmazott lengyel részvételnek azonban nyilvánvaló tartalmi akadályai vannak: (i) a litván fél a résztvevő országok közötti megállapodás aláírását megelőzően elfogadta az új blokk(ok) építését szabályozó törvényt, ezzel kész helyzet elé állítva az érintett feleket; (ii) a lengyel félnek az új blokkokból származó villamos energia nyugati irányú exportját és a litván rendszer UCTE csatlakozását biztosító új határkeresztező kapacitás építését és ezzel összefüggésben a lengyel átviteli hálózat megerősítését kellene vállalni (PowerBridge projekt); (iii) a litván félnek garantálnia kellene,

hogy a (majdani) lengyel határmetszéken nem fog olcsó, orosz eredetű villamos energiát reexportálni; (iv) a lengyel fél jelentős, 1000-1200 MW kapacitásra tart igényt az új blokkokból; ennél kisebb részesedés mellett ugyanis nem érné meg a litván fél által igényelt, a lengyel fél szakértői szerint közel 500 millió eurós átviteli hálózati fejlesztés.

A legnagyobb – máig megoldatlan – feszültséget a lengyel fél legalább 1000 MW-os kapacitás-igénye okozza, melynek kielégítése mellett az észti és a lett félre az eredetinél kisebb részesedés/kapacitás jutna. Az érintett országok a projekt nyilvánvaló elakadása miatt egyre idegesebbek. Az észti miniszterelnök (Andrus Ansip) egy finn atomerőmű-építésben történő részvételt és egy második tenger alatti kábel (a 650 MW-os Estlink-2) építését vetette fel a finn kormányfővel folytatott 2007. szeptemberi megbeszélésén, Lettországból pedig az atomerőmű-ellenes csoportok hangja erősödött fel: a lett környezetvédelmi minisztérium 7 társmisztériummal írt alá közös nyilatkozatot a nukleáris energiatermelés veszélyeiről.

A kiadványban előforduló rövidítések:

APX	Amsterdam Power Exchange
ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
CEGH	Central European Gas Hub
CER	Certified Emission Reduction
ECX	European Carbon Exchange
EEX	European Energy Exchange
ERÚ	Energetický regulační úřad
EUA	European Union Allowance
HAG	Hungary-Austria Gasline
KÁT	Kötelező átvételi rendszer
MEH	Magyar Energia Hivatal
OPCOM	Operatorul Pietei de Energie Electrica
OTE	Operátor trhu s elektřinou
PGE	Polska Grupa Energetyczna
PSE	Polskich Sieci Elektroenergetycznych
PXE	Power Exchange Central Europe
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
WTI	West Texas Intermediate

REKK SZÍNES

Security of Energy Supply in Central and South-East Europe

A REKK 2009-ben indult ellátásbiztonsági projektjének zárásaként közreadja a projekt tanulmányait tartalmazó kötetet, *Security of Energy Supply in Central and South-East Europe* címen.

Az ellátásbiztonság kérdését kimerítően taglaló angol nyelvű tanulmánykötet a következő témaköröket öleli fel:

- Regionális villamosenergia- és földgázkereslet előrejelzése 2020-ig
- Az együttműködő gázhálózatok kiépítésének szabályozási előfeltételei
- A 2009. januári gázválság hatásai a régióban
- Regionális gázpiaci modell
- Villamosenergia- és földgázellátás-biztonsági mutatószámok
- Az ellátásbiztonság értékének közgazdasági becslése
- Beruházási scenáriók
- Középtávú gázpiaci kilátások



Az összefoglaló kötet elérhető a rekk.eu/sos honlapon, illetve könyv formában megrendelhető.

Magyarország Nemzeti Energiastratégiájának gazdasági háttérelmzése

A Nemzeti Fejlesztési Minisztérium megbízásából a REKK elkészítette a Magyarország Nemzeti Energiastratégiájának háttérül szolgáló gazdasági hatáselemzést.

A hatáselemzés a biztonságos, versenyképes és fenntartható energetikai szolgáltatások hosszú távú biztosításával kapcsolatos kormányzati intézkedések kiemelt kérdéseire kapcsolódó gazdasági összefüggések feltárását segíti, és figyelmet szentel a szektorral összefüggő gazdaságélénkítési lehetőségek azonosítására is. Az elemzés a hazai energetika három fő részpiacát (áram-, hő- és gázpiac) integrált módon vizsgálja.

Fontos leszögezni, hogy a szektor jelenlegi működési alapelve, azaz a döntően magántőke részvételével, szabályozott körülmények között folyó szabadpiaci verseny jó rendezőelv, és ebben nem számolunk lényeges változással a Stratégia időtávján. Vannak azonban olyan területek, ahol a szokásos piacsabályozási feladatokon túlmutató állami beavatkozás jótékony hatású lehet, mert olyan kívánatos célok elérését segítheti, amelyek a piacok hiányosságai miatt nagy valószínűséggel nem valósulnak meg. Kiemelt példaként említhetjük a villamosenergia-szektor szén-dioxid-kibocsátásának drasztikus – közel százszázalékos – csökkentését célul tűző európai klímapolitikát, amely példátlan kihívás elé állítja az energiapiac szereplőit és az érintett kormányzatokat.

Az elemzés az alábbi, kiemelt kormányzati intézkedést igénylő területekre koncentrál:

- az atomenergia-hasznosítás kérdése;
- a megújuló energiahordozókon alapuló áram- és hőtermelés ösztönzésének kérdése;
- a villamosenergia-rendszer biztonságos működéséhez szükséges termelési kapacitások rendelkezésre állásának elősegítése;
- az import földgázforrások diverzifikációjának problematikája; és
- a lakossági és közösségi célú energiateljesítmény hatékonyságának javítása, elsősorban az épületek energiateljesítményének javítása terén.

A teljes elemzés letölthető honlapunkról.

Introduction to Energy Regulation

Az Energy Regulators Regional Association (ERRA) – a REKK munkatársainak közreműködésével – 2011. július 11–15. között Budapesten rendezi meg 9. nyári egyetemét, 'Introduction to Energy Regulation' címmel. A képzés résztvevői átfogó képet kapnak a szabályozás kérdéseiről, kezdve a vertikálisan integrált vállalat szabályozásától egészen a versenyzői villamosenergia-piacok felügyeletéig. A képzésen elsajátított alapismereteket a hallgatók tovább mélyíthetik a 'Monitoring Activities of Energy Regulatory Commissions' kurzuson, július 18–21. között. A specializált képzés az ár-, illetve minőség-szabályozásról és -felügyeletről, interaktív piacszimulációkkal és döntési játékokkal teszi szemléletesebbé az oktatást.

A tavalyi és az idei nyári egyetemekről bővebb információ a <http://www.erranet.org/Events> oldalon érhető el.

