



**A szivattyús energiatárolás kérdésének
közgazdasági elemzése**

Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont

Budapesti Corvinus Egyetem

Megrendelő: GAZDASÁGI ÉS KÖZLEKEDÉSI MINISZTERIUM

**Készítette: BCE REGIONÁLIS ENERGIAGAZDASÁGI
KUTATÓKÖZPONT**

Levelezési cím: 1093 Budapest, Fővám tér 8.

Iroda: 1092 Budapest, Közraktár utca 4-6, 707. szoba

Telefon: (1) 482-7070 Fax: (1) 482-7037

e-mail: rekk@uni-corvinus.hu

2008. május

Készítették:

Kiss András, Mezősi András, Pál Gabriella, Szolnoki Pálma és Tóth
András

Vezetői összefoglaló

Jelen tanulmányban a szivattyús-energiatárolós (SZET) vízerőmű szükségességét vizsgáljuk a magyar villamosenergia-rendszerben. Elemzésünkben a gazdasági jellegű megfontolások dominálnak, amelyek azonban magukban foglalják az ún. „rendszerszintű” problémák körbejárását is. Meggyőződésünk ugyanis, hogy egy megfelelően kialakított villamosenergia-piacon – ide értve a rendszerszintű szolgáltatásokat jelenleg még nem kifizert piacait is – a műszaki értelemben vett szükségesség egyértelműen tükröződni fog az egyes termékek áraiban. Ha a lényegét egyszerűsítve akarjuk megragadni, azt mondhatjuk, hogy jól működő piacokon azokat a beruházásokat érdemes (társadalmi szempontból) kivitelezni, amelyeket magánbefektetők nyílt vagy burkolt állami támogatás nélkül is hajlandók megtenni.

Amennyiben ez utóbbi nem áll fenn, első lépésként azt kell megnéznünk, a kívánatosnak vélt beruházás vajon valamilyen piaci kudarc miatt tűnik-e gazdaságtalannak; azaz az elérhető bevételekben mi miatt nem tükröződik a nyújtott szolgáltatás társadalmi értéke. Ha találunk erre nézve bizonyítékokat, akkor is a piaci szabályok korrigálásával kell kezdenünk a munkát, nem pedig a gazdaságossági megfontolások figyelmen kívül hagyásával. Csak akkor lehet egyáltalán vizsgálat alá vonni az állami szerepvállalásra vonatkozó igényeket, amennyiben előzetesen demonstrálni tudjuk, hogy a beruházást megghiúsító piaci kudarc súlyos és javíthatatlan. Jelenlegi ismereteink és a nemzetközi tapasztalatok alapján egyértelműen azt mondhatjuk, a SZET kapcsán szóba jöhető piacok egyike sem számít ilyennek.

A fenti, gazdaságpolitikai döntés-előkészítők és döntéshozók által véleményünk szerint egyértelműen követendő logikai menetben elhelyezve a SZET melletti érvek a következő szálra fűzhetők fel. Ma Magyarországon súlyos tartaléktartási problémák tapasztalhatók, elsősorban a völgyidőszaki leszabályozás tekintetében. Ez önmagában is baj, de ráadásul jó néhány, nemkívánatos (gazdaságtalan) következménye is van, úgy mint a Paksi Atomerőmű nem szándékolt visszaterhelése, illetve a Mátrai Erőmű alacsony éjszakai kihasználtsága.¹ A leszabályozási tartalékok szükségessége nem tükröződik a MAVIR által lebonyolított tartalékbeszerzési tendereken kialakuló árakban (ez a „piaci kudarc”), így piaci alapon nem is épít senki SZET-et, hiszen nem térül meg. Az államnak közbe kell tehát avatkoznia és támogatnia kell a beruházást.

Véleményünk szerint az érveléssel részleteiben és egészében is számos gond van. Ami az elvi síkot illeti, a piactervezési hiányosságokra adandó első gazdaságpolitikai válasz kizárólag a hibák pontos feltérképezése és a szabályrendszer megfelelő módosítása lehet, nem pedig egy újabb piactorzító állami beavatkozás! Különösen igaz ez egy olyan, jelenleg is formálódó piacon, mint ami a rendszerszintű szolgáltatásokat jellemzi.

¹ Egyéb, kevésbé fajsúlyos érvek is el szoktak hangozni, mint például a szélerőművek addicionális szabályozási igénye, a jövőben várható energiaigény-növekedés, a zöld energia termelésének növelése, stb. Ezekkel a tanulmány megfelelő részeiben foglalkozunk majd.

Tanulmányunk első fejezetében tehát bemutatjuk, hogyan tudna piaci módon működni a fel- és leszályozási tartalékok beszerzése, és milyen árjelzésekre lehet ekkor beruházási döntéseket alapozni.

Ezen túl azonban a jelenlegi, alapvetően műszaki szemszögből kommunikált évrrendszer mellett szükségét érezzük annak is, hogy az elvi közgazdasági megfontolásokon túl az egyes okfejtéseket is alaposabban szemügyre vegyük. A Magyar Energia Hivataltól (MEH) igényelt, MAVIR által összeállított részletes termelési, valamint export és import adatok segítségével megvizsgáljuk a Paksi Atomerőmű visszaterhelésének kérdését (vajon valóban a völgyidőszaki alacsony rendszerterhelés okozza-e?), a tartaléktartási problémák súlyosságát (vajon kiküszöbölhető-e ezek még alacsony terhelés mellett is?), a szélerőművek tartaléktartási igényét, és egyéb, kapcsolódó problémákat.

Az alábbiakban röviden bemutatjuk a SZET rendszerszintű szükségességét vizsgáló kutatási kérdéseinket és főbb eredményeinket, melyeket részletesen a tanulmány későbbi fejezeteiben fejtünk ki.

Leszályozási tartalékok elérhetősége

A korábban ismertetet gondolatmenetet követve a leszályozási tartalékok problémáját a következőképpen ragadhatjuk meg. Alacsony rendszerterhelés (éjszakai „mélyvölgy”-időszak) esetén a hazai erőművek is alacsony szinten fognak termelni, bizonyos erőműveket pedig teljesen le kell állítani. Mivel leszályozási tartalékokat csak azok a termelő egységek tudnak nyújtani, amelyek a minimális kihasználtsági szintjük felett működnek, ezért előfordulhat, hogy bizonyos éjszakai órákban a Paksi Atomerőmű visszaterhelése (és párhuzamosan más, tartalékszolgáltatásra képes blokk felterhelése) nélkül nem biztosítható a szükséges leszályozási kapacitás.

Az azonban teljességgel empirikus (azaz adatokon vizsgálandó) kérdés, hogy milyen gyakran beszélhetünk a leszályozási tartalékok elégtelenségéről, és vajon ezek az események összefüggésben vannak-e a rendszerterhelési minimumidőszakokkal. Amennyiben nem mutatható ki szoros összefüggés, akkor a Paksi Atomerőmű visszaterhelése helyett egyértelműen lehetőség volna más erőművek visszaterhelésére is, azaz (állított) ok-okozati viszony sem áll fenn és más fényben kell néznünk a SZET rendszerszempontrú szükségességét támogató érveket is.

A rendelkezésünkre álló adatok vizsgálata alapján az alábbi következtetésekre jutottunk:

- számításaink szerint a vizsgált két évben – 2006 és 2007 – az órák mintegy 4 százalékában az MVM nem tudta biztosítani az UCTE előírásokban szekunder és perces tartalékok címén együttesen szereplő 300 MW-nyi leszályozási tartalékokat
- magasabb rendszerterhelés mellett általában több leszályozási kapacitás áll rendelkezésre, de a kapcsolat jelentős véletlenszerű ingadozást is tartalmaz

- ezzel párhuzamosan a leszályozási tartalékok elégtelensége szinte kizárólag az átlagosnál alacsonyabb rendszerterhelés mellett fordul elő.

Ugyanakkor a leszályozási kapacitások elégtelensége és a rendszerterhelési minimumok kapcsolata lényegesen gyengébb, mint ahogyan azt a SZET szükségessége mellett érvelő írásokban érzékeltetik:

- alacsony rendszerterhelés mellett gyakorlatilag eltűnik a rendszerterhelés és a rendelkezésre álló leszályozási kapacitások közötti erős pozitív kapcsolat
- **még a legalacsonyabb rendszerterhelés mellett is az órák 76 százalékában rendelkezésre állnak a szükséges tartalékok** annak ellenére, hogy a tartalékbeszerzési rendszer nagyon gyenge gazdasági ösztönzőket tartalmaz a leszályozási kapacitások rendelkezésre bocsátására.

Ebből következően joggal várhatjuk, hogy egy jobban tervezett tartalékbeszerzési piacon a leszályozási kapacitások rendelkezésre állása gond nélkül meg fog oldódni SZET nélkül is.

A Paksi Atomerőmű visszaterhelése

A SZET szükségessége mellett gyakran elhangzik érvként, hogy a leszályozási tartalékok biztosíthatóságát csak az atomerőmű blokkjainak visszaterhelésével lehet megoldani, ami egyrészt gazdaságtalan, másrészt – nem teljesen feltárt – működésbiztonsági problémákat is felvet.

Az atomerőmű visszaterhelése kapcsán két kérdést vizsgálunk. Egyrészt (kétféle statisztikai módszertan segítségével) definiáljuk a visszaterhelés fogalmát és megvizsgáljuk a visszaterhelési események gyakoriságát és egybeesését a rendszerterhelési minimumokkal. Gondolatmenetünk hasonló a leszályozási kapacitások elemzésénél alkalmazott eljáráshoz. Amennyiben nem mutatható ki erős kapcsolat a visszaterhelési események és a rendszerterhelési minimumok között, akkor joggal kérdőjelezhetjük meg azt az állítást, mely szerint egyértelműen a mélyvölgy időszakok alacsony fogyasztása (melyet a SZET növelni tud) kényszeríti ki az atomerőmű visszaterhelését.

Az adatok elemzése során az alábbi eredményekre jutottunk:

- a Paksi Atomerőmű blokkjainak visszaterhelése a vizsgált két évben az órák mintegy 0,7 százalékában fordult elő
- az alacsony rendszerterheléssel jellemzett órákban az átlagosnál mintegy 3-szor gyakrabban terhelik vissza az atomerőművet, azaz közelítőleg az órák 2 százalékában

Úgy tűnik tehát, hogy valóban van kapcsolat az atomerőmű visszaterhelése és a rendszerminimumok között. Azonban a rendszerterhelési minimumok korántsem egyértelmű okai az atomerőmű visszaterhelésének:

- **a visszaterhelési események többsége továbbra is olyan időszakokban következik be, amelyek nem jellemezhetők alacsony rendszerterheléssel,**

és így tipikusan az sem igaz rájuk, hogy problematikus lenne a leszállózási tartalékkapacitás biztosítása

Ez utóbbi tény a visszaterhelések által okozott működésbiztonsági problémákat is némiképp más fényben láttatja, hiszen amennyiben az atomerőmű visszaterhelése valóban annyira nemkívánatos eseménynek számít, akkor nehezen magyarázható, hogy miért figyelhetünk meg olyan nagy arányban visszaterhelést a minimális fogyasztási időszakokon *kívül*, amikor látszólag semmi sem kényszeríti ki a termeléseszként (legalább is tartaléktartási problémák látszólag nem).

A visszaterhelések eloszlása mellett azt is megvizsgáltuk, hogy az atomerőmű „felesleges” termelését vajon nem lehetne-e inkább más úton értékesíteni. Természetesen mélyvölgy-időszakban külföldön is csak viszonylag alacsony áron értékesíthető a villamos energia, de tekintetbe véve, hogy a paksi termelés átlagos változó költsége nem haladja meg a 2-3 Ft/kWh-t, nehéz nála versenyképesebb termelőt találni a régióban – így elvileg gond nélkül lehetne akár a hazai, akár az exportpiacra értékesíteni.

- Az exportkapacitások vizsgálata során azt kaptuk, hogy minden időszakban van bőségesen annyi határkereszteső kapacitás, amely elkerülhetővé tette volna Paks visszaterhelését.

Szélenergia tartaléktartási igénye

A szélenergia termelés növekedésével kapcsolatban makacsul tartja magát az a vélekedés, hogy egy alapvetően bizonytalan és tervezhetetlen erőmű csoportról van szó, amelynek hálózati integrációja ezért extrém módon megnöveli a tartalék igényeket. Azonban megfelelő szabályozási környezetben a szélenergia termelés szakaszosságának nagy része előrejelezhető és a menetrendbe tervezhető, vagyis nem igényel szabályozási energiát. Tehát a szélenergia erőművei is képesek alkalmazkodni a villamosenergia-hálózatokhoz, és a hálózatok is képesek alkalmazkodni a szélenergia erőművekhez.

- A szélenergia előrejelzési modellek gyorsan fejlődnek. Sík vidékeken a valós idő előtt 1 órával az előrejelzés pontatlansága csak 5 % körül mozog, és még két nappal a tényleges termelés előtt sem haladja meg a 10 %-ot.
- Ezekkel az előrejelzési modellekkkel 330 MW magyar szélenergia erőmű szabályozási energia igénye mintegy 20 MW, ha mínusz 3 órákor kell véglegesíteniük menetrendjüket. Ha a beépített szélenergia erőmű kapacitás 1000 MW lenne, az sem igényelné 60 MW-nál több szabályozási tartalékot. Ha a menetrendek zárása mínusz 1 órákor történik, a tartalék igény tovább mérséklődik.
- **Összességében megállapíthatjuk, hogy a hazai szélenergia erőmű kapacitások jelentős növekedése sem teszi szükségessé szivattyús tározó erőmű létesítését.**

Csúcsidőszaki problémák a tartalékpiacon

A tanulmányban kétféle szempontból vizsgáljuk, hogy vannak-e csúcsidőszaki szabályozási problémák a tartalékpiacon. Egyrészt a mai ösztönzők mellett kialakult

jelenségek szintjén, másrészt pedig a rendszerben levő erőművek technikai szabályozási potenciáljának szintjén.

- A 2008. év első negyedéve rámutatott arra, hogy az ösztönzőknek milyen nagy szerepe van a szabályozási energia igénybevételében. A szabályozási energia kereslete érzékenyen reagál a vonatkozó szabályrendszerre.
- Elemzésünk alapján kijelenthetjük, hogy a 2007. májusi üzemzavar nem véletlen, egyszeri esemény volt. A szabályozási energia kínálati oldalán az MVM erősen koncentrált monopóliumként fogja össze a HTM-es erőműveket. Ezzel szemben a rendszerirányító képtelen a rendszerszintű érdekeket érvényesíteni. Az esetek mintegy 16%-ában még a szerződés szerinti minimum szekunder igényeket sem kapja meg a MAVIR.
- **Annak ellenére, hogy a hibás ösztönzők és a koncentrált piaci szerkezet miatt problémák jelennek meg a szabályozási tartalékenergia igénybevétele és elérhetősége tekintetében, mégsem találunk fundamentális problémákat. A szabályozási energia kínálati oldalán mind az 5 perces, mind a 15 perces potenciális tartalékok bőségesen elegendők a meglévő erőműpark technikai jellemzői alapján, és a szabályozási energia potenciális kínálata a várható erőmű beruházások miatt a jövőben is elegendő lesz.**

Összefoglalva eredményeinket, úgy látjuk, hogy a SZET beruházást meg kell előznie a jelenlegi szabályozásban levő hibák kijavításának, különös tekintettel a rendszerszintű szolgáltatások beszerzésére és a tartalékpiacok piacszerkezeti koncentráltóságára. Ha a szabályozás fejlesztése megtörténik, akkor a szabályozási tartalékpiacokon kialakuló kapacitás- és energiaárak transzparens módon fogják közvetíteni a magyar villamosenergia-rendszer tartaléktartási képességét és esetleges problémáit – ezen keresztül pedig egy szivattyús energiatároló értékét is. Az elérhető adatokon elvégzett elemzéseink alapján azonban előzetesen úgy véljük, egy SZET hasznossága közel sem lesz elegendő ahhoz, hogy létesítésének közvetlen pénzügyi és társadalmi, természetvédelmi költségeit igazolja.

Tartalomjegyzék

Vezetői összefoglaló.....	iii
Leszabályozási tartalékok elérhetősége	iv
A Paksi Atomerőmű visszaterhelése.....	v
Szélerőművek tartaléktartási igénye	vi
Csúcsidőszaki problémák a tartalékpiacon	vi
1. Bevezetés.....	1
2. A szabályozási energia piacának működési elve	2
2.1. Keresletoldali szabályozás	3
2.2. Kínálatoldali szabályozás	3
2.3. Tartalékbeszerzés államilag szabályozott módon	5
2.4. Tartalékbeszerzés a szabadpiacról	6
3. A szabályozási energia iránti kereslet során megjelenő torz ösztönzések vizsgálata.....	10
3.1. 2006, 2007 és 2008 első negyedévének összehasonlítása	10
3.2. A szekunder tartalékok nyújtása.....	14
4. A szabályozási energia kínálati potenciálja	17
4.1. Jelenlegi helyzet.....	18
4.2. A kínálati potenciál	18
4.3. Várható jövőbeli kínálati potenciál	20
5. A Paksi Atomerőmű visszaterhelésének vizsgálata.....	20
5.1. A minimális rendszerterhelésű és hazai termelésű időszakok azonosítása	21
5.2. A Paksi termelés alapstatisztikája	24
5.3. A Paksi Atomerőmű visszaterhelésének elemzése	26
5.3.1. A paksi visszaterhelés vizsgálata #1	27
5.3.2. A paksi visszaterhelés vizsgálata #2.....	29
5.3.3. Visszaterhelés vizsgálatának összegzése	32
5.4. Pakson kívüli hazai termelés alakulása	33
5.5. Az export adatok vizsgálata	34
6. Az elérhető leszabályozási tartalékkapacitás becslése	34
6.1. Leszabályozási tartalékok 2006-2007-ben	35
6.2. Leszabályozási tartalékok alacsony rendszerterhelés mellett	37
7. A szélenergia vizsgálata.....	40

1. Bevezetés

A szivattyús energiatároló (SZET) erőmű létesítése mellett közgazdasági szempontból két eltérő érvet lehet felhozni. Az egyik, hogy a villamos energia termékpiacok napi áringadozásai lehetővé teszik, hogy az alacsony áras időszakokban vásároljunk villamos energia terméket, majd kisebb-nagyobb átalakítási veszteségek mellett a magas áras időszakban értékesítsük. A másik, hogy az együttműködő villamosenergia-rendszernek szüksége van azokra a szabályozási tartalékokra, amelyeket egy szivattyús energiatároló nyújtani tud.

Az első érv még a mai, magyar, fejletlen energiapiac mellett sem állami beruházást implicálna, hanem egy tisztán üzleti beruházási projektet. Ha az alacsony áras időszakok termék árai, a magas áras időszakok termék árai, a SZET beruházási tőkeigénye és működési határfoka lehetővé teszi, hogy egy SZET beruházás elfogadható megtérülést produkáljon, akkor azt létre kell hozni üzleti alapon.

Lennének a világon olyan fejlett energia piacok, ahol a második évről sem állami beruházás jutna az eszékbe. Ha a rendszerirányító átlátható módon szerzi be a rendszerszintű szolgáltatásokat, és jogszabályok támogatják egy erős kiegyenlítő piac működését, ott a szabályozási energia kínálati oldalán is megjelennek az üzleti szereplők, és a leghatékonyabb tartalékkapacitásokat fogják létrehozni. Ha ez éppen egy SZET, akkor azt.

Ebben az elemzésben kizárjuk azt a lehetőséget, hogy a rendszerirányító, az energia hatóság vagy a kormányzati szaktárca a termékpiaci völgyár-csúcsár közötti esetleges piaci arbitrázs miatt állami feladatnak gondolná egy SZET beruházás támogatását. Ezért nem vizsgáljuk egy SZET beruházás termékpiaci helyzetét, megtérülését, indokoltságát.

Elemzésünk témája ezért a SZET mint szabályozási tartalékkapacitás rendszerszintű indokoltsága.

Először összefoglaljuk a szabályozási energia piacának működési elvét, a keresleti és kínálati oldal szabályozását, valamint a tartalékbeszerzés módjának jelentőségét. Ezek után megvizsgáljuk, hogy milyen jellemzői vannak Magyarországon a negatív illetve pozitív irányú szabályozási energia keresleti és kínálati oldalának. A keresleti oldalon meglévő alkalmazkodási potenciálra vonatkozó kutatás még nem készült Magyarországon, ezért csak elméleti szinten tárgyaljuk a keresleti oldali szabályozásienergia-potenciál elemeit, viszont részletesen elemezzük a szabályozási energia iránti keresletre ható ösztönzőket.

A szabályozási energia kínálati oldalán sajnos jól ismertek azok a hibás ösztönzők, melyek az elmúlt évekre jellemző monopol kínálat és tulajdonosilag ellenőrzött rendszerirányítói beszerzés miatt hatottak. Az ebből adódó egyik legsúlyosabb hálózati helyzet 2007. május 21-én alakult ki, melynek részletes elemzését a Magyar Energia Hivatal elvégezte², és rávilágított a torz ösztönzők jelentőségére. Ebben a tanulmányban ezért elsősorban a torz ösztönzőktől

² 447/2007 sz. MEH határozat, 2007. augusztus 31.

megtisztított szabályozási energia kínálati potenciálját vizsgáljuk, összevetve az UCTE előírásokkal.

A pozitív irányú szabályozási potenciál vizsgálata egyszerűbb. A negatív irányú szabályozási potenciál vizsgálatához azonban előbb két kritikus időszakot kellett azonosítanunk: a rendszerszintű terhelés minimum időszakait, illetve a Paksi Atomerőmű visszaterheléseit. Erre azért volt szükség, mert a SZET indoklására vonatkozó egyik érv az, hogy az alacsony rendszerterheléssel járó időszakokban a (szekunder és perces) leszabályozási tartalékkapacitás biztosításának érdekében vissza kell terhelni a Paksi Atomerőmű blokkjait, ami hátrányos hatással van mind az erőmű élettartamára, mind gazdaságos üzemeltetésére. Ezért azonosítottuk a rendszerterhelés minimumaival egyidőben történt paksi visszaterheléseket, és bemutatjuk, hogy valóban jellemző-e ez a problémás gyakorlat. Ezek után vizsgáljuk a rendszer negatív irányú leszabályozási potenciálját az így azonosított minimum időszakokban és azon kívül.

Végül egy speciális szabályozási problémának, az időjárásfüggő, és ezért szükségszerűen szakaszos termelésű megújuló villamosenergia-termelés hálózati integrációjának kérdését illesztjük a tanulmány gondolatmenetébe. Azt mutatjuk be, hogy megfelelő hálózati szabályozás mellett mekkora szabályozási energia igénnyel jár egy sztochasztikus szélenergia kapacitás kapcsolódása az együttműködő magyar rendszerhez, és vajon szükségessé teszi-e egy SZET létrehozását.

2. A szabályozási energia piacának működési elve

Minden villamosenergia-rendszerben – akár vertikálisan integrált, szabályozott monopóliumról, akár liberalizált piaci körülmények között működő vállalatok versenyéről is beszélünk – minden pillanatban biztosítani kell a kereslet és kínálat egyensúlyát, mivel a villamos energia tárolása műszakilag nem kivitelezhető feladat.³ Ha a kereslet és kínálat egyensúlya megbomlik, a villamosenergia-rendszer fontos jellemzőjének számító hálózati frekvencia eltér az előírt értéktől (50Hz),⁴ ami a rendszerbe kapcsolódó gépekre (elsősorban az áramtermelő egységekre) káros hatással van. Ennek elkerülése a rendszerirányító egyik legfontosabb feladata.

A kereslet-kínálat fizikai koordinációja – a villamosenergia-rendszer működésének biztosítása – csak úgy valósulhat meg, ha a rendszerirányító azonnali jelleggel, és szükség esetén drasztikus mértékben be tud avatkozni a termelési és (kisebb mértékben) a fogyasztási oldal döntéseibe. Annál is fontosabb ez, mert az UCTE rendszerben az egyes országok egyensúlytalanságai automatikusan „exportálódnak” a szomszédos országok villamosenergia-rendszereibe is.

³ Szigorúan véve a szivattyús-tározós erőmű sem villamos energiát tárol (ellentétben például egy gáztározóval, amelyben ténylegesen földgáz van), hanem visszaalakítja azt mozgási, majd helyzeti energiává.

⁴ A túlkínálat magasabb, a túlkereslet alacsonyabb frekvenciához vezet.

2.1. Keresletoldali szabályozás

A keresleti oldal szabályozhatóságára két módszer adódik. Mindkettő bizonyos fogyasztók villamosenergia-felhasználásának korlátozásával jár, így csak abban az esetben alkalmazhatók, amikor túlkereslet lép fel a rendszerben.⁵

Az első, keresletoldali szabályozási módszer a megszakítható áramfogyasztási szerződések kötése olyan nagyfogyasztókkal, akiket a rendszerirányító központilag ki tud kapcsolni a hálózathoz, amikor arra szükség van a rendszer egyensúlyának fenntartásához. A megszakíthatósági szolgáltatás felkínálásáért cserében ezek a fogyasztók többnyire bizonyos mértékű árkedvezményt kapnak a normál villamosenergia-felhasználásuk után.

Természetesen megfelelő („intelligens”) mérőórák felszerelésével a háztartási kisfogyasztók is részt vehetnének egy ilyen programban, de valószínűsíthető, hogy a rendszerre gyakorolt, egyénileg elhanyagolható hatásuk miatt egy-egy háztartással való hasonló szerződéskötés több járulékos költséggel járna, mint amennyi hasznot hajtana.

A második, szélsőségesebb keresletoldali szabályozási eljárás a fogyasztók (tipikusan teljes fogyasztási területek) előzetes szerződéses megállapodás (és sokszor figyelmeztetés) nélküli kikapcsolása a hálózathoz (*load shedding*). Ez gyakorlatilag teljes ideiglenes áramszünetet jelent, és rendkívül komoly strukturális hibákra világít rá a rendszer működésében (krónikus áramhiány, piaci erőfölénnyel való visszaélés, stb.). A leghírhedtebb ilyen eset a 2000-es kaliforniai villamosenergia-válság ún. *rolling blackout* eljárása. Leamortizálódott (vagy rosszul szabályozott) villamosenergia-rendszerekben azonban ez hozzánk közelebb is mindennapos problémaként merül fel (pl. Albániában).

2.2. Kínálatoldali szabályozás

Kereslet-kínálat egyensúlytalanság veszélye esetén lényegesen kézenfekvőbb a kínálati oldal szabályozása, már csak a szereplők alacsony száma, nagy mérete és termelésbeli rugalmassága miatt is. Éppen ezért a napi szinten szükséges rendszerszabályozásban a rendszerirányító elsősorban, és többnyire kizárólagosan a termelőkre támaszkodik.

Lényeges pont, hogy a termelés-fogyasztás egyensúlyának a teljes szinkronizáltan működő villamosenergia-rendszerben kell fennállnia. Szemléletesen úgy képzelhetjük ezt el, hogy egy Magyarország területén kialakuló egyensúlybomlás (pl. relatív termelési hiány) a tervezettnél automatikusan több áramot von el a környező országok rendszereiből, így náluk is hiányt gerjeszt, ami szintén frekvenciaeséssel jár az egész UCTE rendszerben továbbterjedő módon.

Ebből két fontos következtetés adódik. Egyrészt, közösen megállapított, szigorú szabályok alapján kell lefektetni, hogy a rendszerirányítóknak milyen mértékben kell felkészülniük a saját kontrollzónájukban kialakuló egyensúlytalanságok kezelésére.

⁵ A túlkínálati problémákat az esetek túlnyomó többségében egyszerűbb – és lényegesen olcsóbb! – a termelés visszafogásával megoldani. Ráadásul az sem teljesen egyértelmű, hogy a fogyasztók hogyan tudnának a villamosenergia-felhasználás adott nagyságú növelésére szóló rendszerirányítói utasításnak eleget tenni (kivéve egy szivattyú üzemmódban működő SZET-et).

Ellenkező esetben könnyen előfordulhat, hogy egy ország bizonyos időszakokban szándékosan a többi UCTE tag által tartott tartalékokon „potyázik”. A szabályozási tartalékok lekötése költséges, így a többiek tartalékainak ideiglenes felhasználása egyértelműen kisértésként merülhet fel,⁶ ami – ha krónikussá válik –, az egész rendszer biztonságát fenyegetheti.

Másrészt viszont a szinkron-üzemmód egyértelmű előnye, hogy összességében lényegesen biztonságosabbá teszi a kapcsolódó országok villamosenergia-rendszerét, hiszen komoly baj esetén automatikusan lehet számítani a többiek átmeneti kiségitésére. Másik oldalról megközelítve: az automatikus együttműködés következtében a résztvevő országoknak egyenként valamivel kevesebb tartalékot kell tartaniuk, mint elszigetelt működés esetén kellene.⁷

A szabályozási tartalékok között a behívhatóság sebességét tekintve az UCTE az 1. táblázatban látható három típust különbözteti meg.

1. táblázat: Szabályozási tartalékok típusai

Tartaléktípus	Teljes aktiválás időigénye
Primer	30 másodperc
Szekunder	5 perc
Tercier (perces)	15 perc

Forrás: UCTE Operation Handbook

Látható, hogy a villamosenergia-rendszer frekvenciájának változásaira nagyon gyorsan kell reagálni. Amikor szabályozási energiára van igény, akkor már nincs idő egyenként egyeztetni az erőművekkel, hogy abban a pillanatban éppen tudnak-e változtatni teljesítményükön. Ezt lehet elkerülni azzal, ha a rendszerirányító szerződést köt bizonyos termelő egységekkel, amelyek ellentételezés (ún. kapacitásdíj) fejében kötelezettséget vállalnak arra, hogy igény esetén képesek és hajlandók is lesznek a rendszerirányító utasításainak megfelelően változtatni kibocsátásukon a leszerződött teljesítményváltozás (tartalékkapacitás) erejéig.

Mivel a rendszerfrekvencia nagyságát a túlkínálat és a túlkereslet egyaránt befolyásolhatja, ezért a rendszerirányítóknak felszabályozási és leszabályozási tartalékot is le kell kötniük. Amennyiben hirtelen termelés kiesés történik, felszabályozásra van szükség, míg egy nagyobb fogyasztási egység váratlan leállása a termelés leszabályozását teszi szükségessé. A 2. táblázatban bemutatjuk a MAVIR által tartandó tartalékok UCTE előírás szerinti nagyságát.

⁶ Mivel ilyenkor többnyire csak a nem szándékolt importáram energiadíját kell megfizetni, viszont a felhasznált külföldi tartalékok kapacitásdíjából nem kell részt vállalni.

⁷ Ez elsősorban a primer tartalékokra vonatkozik.

2. táblázat: UCTE előírások a MAVIR által lekötendő szabályozási tartalékok nagyságára

Tartaléktípus	Irány	Behívás módja	Tartalék nagysága
Primer	Fel- és leszabályozás	Erőművi automatika biztosítja	± 50 MW
Szekunder	Fel- és leszabályozás	Rendszerirányító központból szabályozott	± 150 MW ⁸
Tercier (perces)	Felszabályozás	Rendszerirányító „kézi” utasítására	+ 450 MW ⁹
	Leszabályozás	Rendszerirányító „kézi” utasítására	– 150 MW

Forrás: MAVIR, 2004.

2.3. Tartalékbeszerzés államilag szabályozott módon

A felsorolt tartalékok többféle módon is biztosíthatók. A hagyományos, vertikálisan integrált, állami szabályozás alá eső villamosenergia-termelés és -ellátás körülményei között a rendszerirányító nem vált külön az erőműveket tulajdonló monopóliumtól, így ott a tartaléktartás „házon belül” oldódott meg.

Az integrált monopólium a saját szempontjai alapján kijelölte azokat az erőműveket, amelyek egy adott időszakban szabályozási tartalékokat tartottak és szükség esetén részt is vettek a rendszer szabályozásában. A tartaléktartás költségeit a szabályozó hatóság beépítette a szabályozott áramár költségbázisába, így természetesen a fogyasztók állták a számlát.

A tartalékbeszerzés szempontjai között feltehetően kiemelt helyen szerepelt a gazdaságosság, ugyanakkor fontos látnunk azt is, hogy ez nem szükségszerű jellemzője a rendszernek. A gazdaságos tartaléktartás részletes költséginformációkat és összetett számításokat igényel, ráadásul erősen függ az aktuális termelési és fogyasztási viszonyoktól. Nagyon valószínű, hogy ezeket a szabályozó hatóság nem tudta hatékonyan ellenőrizni, így más választása nem lévén, egyszerűen megtérítette a fogyasztókkal a monopólium által igényelt költséget. Könnyű belátni, hogy ez a fajta „költség-plusz” szabályozás nem ösztönöz a gazdaságosságra.

Az áramszektor lépésekben történő liberalizálása során a szabályozási tartalékok beszerzésének felszabadítása – legalább is nálunk – az utolsó programpontok közé tartozik és részben még mindig nem történt meg.

A modellváltás következményeként önálló (de nem feltétlenül független!) entitásként megjelent a rendszerirányító, aki a szükséges tartalékokat államilag

⁸ A szekunder tartalék nagyságának megállapításához az UCTE az alábbi módszertant írja elő (*UCTE Operation Handbook*). A tartalék fel- és leszabályozási irányban is minimum

$$R = \sqrt{10 \cdot L_{\max} - 150^2} - 150 \text{ MW}$$

legyen, ahol L_{\max} a várható maximális rendszerterhelés nagysága.

A Magyarországon alkalmazott $R = 150$ MW-os érték 6750 MW-os maximális rendszerterheléshez lett méretezve (ekkora értéket UCTE csatlakozásunk óta még nem mértek). A képlet működésének érzékeltetésére közöljük, hogy ± 200 MW-os szekunder tartalék lekötésére 10,000 MW-os maximális rendszerterhelés mellett lenne szükség, ami a MAVIR előrejelzése szerint (MAVIR, 2007) a következő 20 évben még nem várható.

⁹ A tercier felszabályozási tartaléknak az ország területén található legnagyobb áramtermelő blokk (Paks: 440 MW névleges beépített kapacitás) váratlan kiesését kell teljes mértékben fedeznie.

szabályozott áron szerzi (/szerzte) be a közüzemi nagykereskedőtől. Lényeges látni, hogy a rendszerirányító ebben a tartalékbeszerzési rendszerben sem közvetlenül az erőművekkel szerződik le, azaz nem tartozik döntési jogkörei közé az sem, hogy pontosan kitől és milyen áron szeretne tartalékot vásárolni.

A (korábbi) közüzemi nagykereskedő (MVM) a szabályozási tartalékok nyújtását a hosszú távú áramvásárlási szerződéseire támaszkodva oldja meg, mivel a szabályozásban tipikusan részt vevő termelőkapacitások (hőerőművek, gázturbinák) nincsenek a tulajdonában.¹⁰ Amennyiben a rendszerirányítónak nincs lehetősége tartalékokat alternatív forrásokból beszerezni, akkor ez a tartalékbeszerzési rendszer gyakorlati szempontból semmiben sem különbözik a vertikálisan integrált monopólium világtól.

2.4. Tartalékbeszerzés a szabadpiacról

A hosszú távú áramvásárlási szerződések kifizetésével a magánkézben lévő hazai erőművek termelési kapacitásaik egyre nagyobb hányadával fognak szabadon rendelkezni, így várható, hogy a rendszerirányító által szervezett szabályozási tartalékkapacitás-piacon is egyre élénkebb lesz a részvétel.

A rendszerirányító különböző időtávokra, ideálisan napi, vagy akár órás rendszerességgel is szervezhet szabályozási kapacitáspiacot, amelyre a résztvevő termelők szabadon tehetnek ajánlatot.¹¹ Minél nagyobb gyakorisággal történik a tartalékbeszerzés, annál jobban tudják optimalizálni az erőművek saját ajánlataikat (tükrözve az éppen aktuális termékpiacon viszonyokat), ami gazdaságosabban működő szabályozási piacot eredményez.

A szabályozási tartalékpiacra résztvevő termelő egységek (legalább) 3 paraméter megadásával tesznek ajánlatot – ideális esetben fel- és leszállás iránti irányban külön-külön szervezett aukciókon – a rendszerirányító felé:

- Felajánlott tartalékkapacitás [MW]
- Kapacitástartás díja [Ft/MW]
- Szabályozási energia nyújtásának díja behívás esetére [Ft/MWh]

A felajánlott tartalékkapacitás elsősorban az erőművi blokk adott időtáv alatti (5 vagy 15 perces) teljesítményváltoztatási képességétől függ, valamint a tervezett

¹⁰ A Iórici, litéri és sajozögedi nyílt ciklusú (MVM tulajdonú) gázturbinás erőművek nem üzemelnek annyit, hogy primer vagy szekunder (forgó) szabályozási tartalékkapacitásként praktikus igénybe vehetőek legyenek (nem hivatalos információk szerint ennek egyik lehetséges oka az, hogy az erőművek képtelenek a vonatkozó környezetvédelmi (zajártalmi) előírások betartására). Bár üzletszabályzatuk szerint 15 percen belül behívható (UCTE terminológia szerinti) tercier tartalék nyújtására álló helyzetből is alkalmasak lennének (sőt: ezért épültek!), az MVM erre sem veszi őket igénybe. 2000 és 2005 közötti átlagos kihasználtságuk – a közel 100 százalékos névleges rendelkezésre állás ellenére – nem érte el a 0,25 százalékot!

¹¹ A tanulmány ezen része a szekunder és tercier tartalékok beszerzésére vonatkozik. A primertartalékokat a rendszerirányítók többnyire hosszabb (pár hónaptól egy évig terjedő) időtávra szóló, „átalánydíjas” szerződések keretében kötik le és veszik igénybe (az ajánlattevők versenyeztetését követően). A szolgáltatás automatizált jellege (és a kis mennyiségek) miatt itt nincs szükség heti vagy napi rendszerességgel szervezett aukciókra.

kihasználtság mértékétől. Teljes kihasználtság esetén például nyilvánvalóan nem lehet felszabályozási tartalékot nyújtani, míg leszabályozási tartalék nyújtásához bizonyos – minimálisnál nagyobb – kihasználtsággal eleve működni kell.

Az energiadíj-ajánlat megtételéhez az erőmű fajlagos tüzelőanyag-költsége (közgazdasági kifejezéssel élve: határköltsége) nyújt iránymutatást. Megfelelően intenzív ajánlattételi verseny esetén az erőművek optimálisan ennyit (vagy csak kicsit többet) fognak kérni a termelésükért (amennyiben a rendszerirányító igénybe veszi őket szekunder vagy tercier szabályozásra), hiszen ennyi pluszköltséggel jár számukra a szabályozási energia termelése.¹²

A leszabályozás során – mivel ilyenkor az erőmű a rendszerirányító utasítására kevesebbet termel, mint amennyiért pénzt kap a termelését megvásárló kereskedőtől – az energiadíj negatív, azaz az erőmű fizet a rendszerirányítónak. Ilyenkor az ajánlatban benyújtott energiadíj abszolút mértéke (majdnem) annyi, mint az erőművi blokk határköltsége, hiszen ennyit spórol meg a termelő a leszabályozással.

Ez alapján egyértelmű tehát, hogy a tényleges fel- és leszabályozás során milyen költségekkel szembesülnek az erőművek. De vajon hogyan értékelhetjük a kapacitás-lekötéssel járó költségeket? Nyilvánvalónak tűnik, hogy adott mértékű tartalékkapacitás fenntartása nem ingyenes. A következőkben megmutatjuk, hogyan számíthatók ezek ki a termelési költségekből. Tekintsük először a felszabályozási tartalék tartásának költségeit!

Tételezzük fel, hogy a termékpiacon a nagykereskedelmi áramár 15 Ft/kWh. Mivel ezen a piacon az erőművek (feltevéseink szerint) árelfogadók, ezért amennyiben profitjukat szeretnék maximalizálni, következőképpen kell viselkedniük. Ha a termelési egységköltségük 15 Ft/kWh alatt van, akkor a rendelkezésükre álló teljes kapacitással áramot kell termelniük és értékesíteniük a termékpiacon. Egy 12 Ft/kWh tüzelőanyag-költséggel működő blokk ebben az esetben például 3.000 Ft nyereséget könyvelhet el minden egyes megtermelt megawattóra után.

Milyen költséggel járna egy ilyen erőmű számára az, ha 40 MW tartalékkapacitást kellene fenntartania negyedórán keresztül a szabályozási piacra, amelyet semmi esetre sem adhat el a termékpiacon. A válasz nyilvánvaló: $0,25 \times (15 \text{ Ft/kWh} - 12 \text{ Ft/kWh}) \times 40 \text{ MWh} = 30.000 \text{ Ft}$, vagyis éppen annyi, amennyit az adott időszak alatt a termékpiacon megnyert volna, ha oda értékesíthet.

Általánosságban kimondhatjuk, hogy egy adott termékpiaci ár mellett a termékpiacon gazdaságosan értékesítő erőmű számára a felszabályozási tartalékkapacitás fenntartásának egységköltsége a termékpiaci ár és a termelési egységköltség – adott időintervallumra (tipikusan: negyedóra) vetített – különbsége. Ez a kapacitás-egységköltség konstans, ebből következően adott nagyságú kapacitás fenntartásának teljes költsége a negyedóra jutó elveszített megawattónkénti termékpiaci profit és a beajánlott kapacitás nagyságának szorzata.

¹² Amennyiben nincs verseny a szabályozási piacon, úgy az erőművek kérhetnek energiaköltségüket lényegesen meghaladó energiadíjakat is a rendszerirányítótól. Általánosan elmondhatjuk azonban, hogy a szabályozási piacon (a viszonylag kis mennyiségek miatt) könnyebb versenyt generálni a termelők között, mint a termékpiacon. Vagyis ha nincsenek komolyabb félelmeink az árampiac egészének versenyzői működését tekintve, akkor a szabályozási piacot is nyugodtan liberalizálhatjuk.

Ez az érvelés nyilvánvalóan csak azokra az erőművekre vonatkozik, amelyek az adott termékpiacon ár mellett teljes kapacitással üzemelnének. De mi van azokkal, amelyek magasabb termelési költséggel rendelkeznek, és emiatt gazdaságossági szempontból az adott termékpiacon ár idején állniuk kellene? Ebben az esetben nem beszélhetünk elveszített profitról.

Ugyanakkor amennyiben ezek a drágább blokkok részt kívánnak venni a szabályozási piacon, mindenképpen működniük kell egy bizonyos terhelési szinten (legalább is a szekunder szabályozásban), függetlenül attól, hogy lehívásra kerülnek-e vagy sem. Mivel ezt a minimális mennyiséget olcsóbban kénytelenek értékesíteni a termékpiacon, mint amennyibe az előállítás került, ezért a kapacitástartás számukra is költséges. Az alacsonyabb tüzelőanyag-költségekkel termelő erőművekhez képest azonban ez a kapacitásköltség nem változó, hanem fix jellegű.

A fenti példát folytatva, amennyiben egy erőművi blokkot minimum 50 MW kapacitáson kell üzemeltetni ahhoz, hogy képes legyen felszabályozási energiát nyújtani, és a termelési egységköltsége 19 Ft/kWh, akkor a felszabályozási tartalékpiacon való részvétel kapacitásköltsége $0,25 \times (19 \text{ Ft/kWh} - 15 \text{ Ft/kWh}) \times 50 \text{ MWh} = 50.000 \text{ Ft}$ lesz (negyedóránként). Figyeljük meg, hogy ez a költség fix, vagyis nem függ a lekötésre kerülő tartalékkapacitás mennyiségétől (mivel a minimális $0,25 \times 50 \text{ MWh}$ -án felül nincs elveszített termékpiacon profit). Az erőműnek ugyanezt a veszteséget kell elszenvednie akkor is, ha 10 MW felszabályozási tartalékkapacitást tart fent, és akkor is, ha 100 MW-ot.

Mivel a kapacitástartás átlagos költsége viszont csökken nagyobb tartalék mellett, ezért a termékpiacon áránál drágábban termelő erőművek erősen érdekeltek lesznek abban, hogy – ha egyszer részt vesznek a szabályozási tartalékpiacon – a lehető legnagyobb kapacitást ajánlják be. 10 MW-os kapacitás-lekötésnél a lekötés átlagos költsége 5 Ft/kWh egy negyedóra, míg 100 MW esetében 0,5 Ft/kWh egy negyedóra – miközben az erőmű ugyanazt a kapacitását kapja minden egyes megawattára.

Az elemzésből kitűnik, hogy különböző termékpiacon árok mellett más és más erőművek tudnak a legalacsonyabb kapacitásköltséggel tartalékot tartani a szabályozási piacon. Mivel a termékpiacon árak gyakran változnak, már csak ezért is érdemes a rendszerirányítónak minél rendszeresebben szervezni szabályozási piacot is.

Most pedig nézzük meg a leszabályozási tartalék tartásának költségeit! Az elvek hasonlóak a fent bemutatottakhoz. Amennyiben egy piaci áránál nem drágábban termelő (azaz a termékpiacon értékesítés során nyereséges) erőművi blokk tart fent leszabályozási tartalékkapacitást, akkor számára semmilyen pluszköltség nem jelentkezik, hiszen amúgy is a minimálisnál lényegesen nagyobb kapacitással kell termelnie (mivel megéri) – vagyis mindenképpen visszaterhelhető lesz.

Ha viszont egy olyan erőműben tartunk fent leszabályozási tartalékot, amelynek az adott nagykereskedelmi ár mellett állnia kellene (mert határköltsége túl magas), akkor jelentősebb kapacitásköltségekre számíthatunk.

A fenti példa számaival, amennyiben egy erőművi blokkot mindig minimum 50 MW teljesítményen kell üzemeltetni, és ezen felül az erőmű 40 MW leszabályozási

tartalékot ajánl be a rendszerirányítónak, akkor 19 Ft/kWh nagyságú termelési költség és 15 Ft/kWh-s nagykereskedelmi áramár mellett a leszállítási tartalékpiacra való részvétel kapacitásköltsége $0,25 \times (19 \text{ Ft/kWh} - 15 \text{ Ft/kWh}) \times (50 + 40) \text{ MWh} = 90.000 \text{ Ft}$ lesz egy negyedóra.¹³ Figyeljük meg, hogy ez a költség tartalmaz fix és változó elemet is. 40 helyett 60 MW-os leszállítási teljesítmény rendelkezésre állását biztosítva a kapacitásköltség $0,25 \times (19 \text{ Ft/kWh} - 15 \text{ Ft/kWh}) \times (50 + 60) \text{ MWh} = 110.000 \text{ Ft}$.

Láttuk tehát, hogy mind a le- és felszabályozási tartaléktartásnak, mind a le- és felszabályozási energia szolgáltatásának közgazdaságilag jól azonosítható költségei vannak. A kapacitástartási költségek jellemzően annál alacsonyabbak, minél közelebb van egy adott erőművi blokk tüzelőanyag-költségének szintje az éppen aktuális termékpiaci árhoz, míg a felszabályozási energia szolgáltatásának (rövid távú) költsége a tüzelőanyag-költségekkel egyezik meg. Leszállítási energia nyújtásakor az erőműnek haszna keletkezik, mely a meg nem termelt (de az erőművel szerződött kereskedő által kifizetett) villamos energia tüzelőanyag-költségével egyezik meg.

Ha a rendszerirányító piaci alapon (jellemzően árveréseken) szerzi be a szükséges tartalékkapacitásokat, akkor a kialakuló kapacitás- és szabályozásienergia-árak tükrözni fogják a rendszerszintű szolgáltatások relatív szűkösségét. Ha fizikailag nehezen biztosítható a szükséges fel- vagy leszállítási tartalék, akkor az aukción kialakuló árak magasak lesznek, ami új szereplők (adott esetben akár egy piaci alapon létesített szivattyús energiatároló) megjelenését fogja ösztönözni a rendszerszintű szolgáltatások piacán.

Felmerül persze, hogy meglévő, szabályozásra képes erőművi blokkok viszonylag gyorsan beléphetnek a tartalékpiacra, de új beruházások éveket vesznek igénybe – mi lesz addig? Vegyük azonban figyelembe: a befektetők a jövőben várható árak alapján döntenek. Ha a piaci szabályok kiszámíthatók és stabilak,¹⁴ a jelenlegi piaci struktúrából, a várt egyéb beruházásokból és a piaci környezet (pl. kereslet) várt alakulásából előrejelezhetők a jövőbeli árak, így a beruházás megtérülése is. Ha a beruházás várhatóan nyereséges lesz, akkor már most bele fognak kezdeni – még akkor is, ha a jelenlegi piaci árak éppen alacsonyak.

Nyilvánvaló, hogy a megtérülést befolyásoló tényezőkben jelentős a bizonytalanság, amit csak magasabb elvárt hozam képes kompenzálni. Amennyiben ez nem biztosított, akkor a beruházás nem fog megtörténni. Adódik a kérdés: ne bízzuk-e inkább az államra a beruházás finanszírozását, ha már egyszer a szakértők is „biztosan” és „egybehangozóan” állítják, hogy az adott beruházás „az egyetlen szóba jöhető megoldás”?

A válaszunk egyértelmű nem! Két dolgot ne feledjünk:

- A beruházásból létrejövő erőmű (várható) társadalmi értékét – amennyiben az erőmű jól működő piacokon üzemel – a (várható) megtérülési mutatók

¹³ Hiszen a blokknak legalább 90 MW-os teljesítményen kell működnie ahhoz, hogy 40 MW rövid időre leszállítható legyen, de ne kelljen teljesen leállítani a gépeket.

¹⁴ Sajnos ez ma Magyarországon még korántsem egyértelmű.

jellemzik a legpontosabban. Amit társadalmilag kívánatos létrehozni, az egy jól működő piacon magánpénzből megvalósul.

- A beruházók is magasan képzett szakértőktől kérnek tanácsot, ebben az értelemben senki sem lehet „okosabb a piacnál”. Ami pedig a jövőbeli előrejelzések (a beruházás „szükségességének”) megbízhatóságát illeti, ésszerűnek tűnik arra bízni a döntést, aki pénzügyileg is viseli a kockázatokat.

Az érvelésünk természetesen mindvégig egy fontos premisszán nyugszik, mégpedig azon, hogy a tartalékbeszerzés jól tervezett, megfelelő gazdasági ösztönzőket nyújtó piacon történik, melyen **a (potenciális) résztvevők száma és mérete elegendő a termelők közötti verseny fenntartásához (azaz a piac nem túlságosan koncentrált)**. Jelenleg nem ez a helyzet, elsősorban a szóba jöhető szabályozó gépek HTM-beli lekötöttsége miatt, amely egyetlen kézbe adja a szabályozásienergia-piac kínálati oldalát. Ugyanakkor meggyőződésünk, hogy a problémák kezelését a piaci hiányosságok kiküszöbölésével kell kezdeni, és nem a piacot megkerülő újabb állami beavatkozások halmozásával.

3. A szabályozási energia iránti kereslet során megjelenő torz ösztönzések vizsgálata

A szabályozási energia igénybevételére alapvető hatást gyakorol a menetrendtől való eltérések kiegyenlítésére vonatkozó szabályrendszer: a negatív, illetve pozitív irányú eltérések esetén fizetendő díjak, illetve ezek viszonya a termékpiacon árhoz. A fejezetben azt vizsgáljuk, hogy található-e hibás ösztönzések a magyar szabályrendszerben. Ehhez a 2006., 2007. és 2008. első negyedévében igénybevett felszabályozási energia igényeket hasonlítjuk össze.

3.1. 2006, 2007 és 2008 első negyedévének összehasonlítása

Elemzésünk során azt vizsgáljuk, hogy a szabályozási környezetben bekövetkező változások milyen felszabályozási igényeket teremtettek a szabályozási energia piacán, azaz hogyan változtatták meg a piaci ösztönzőket. Ezt az elmúlt három év első negyedéves idősorai alapján vizsgáltuk, mely megközelítés lehetővé tette, hogy a szabályozásienergia-igényeket befolyásoló esetleges szezonális hatásokat már az elemzések előtt kiszűrjük. Elsőként tekintsük meg a három vizsgált negyedévre vonatkozó leíró statisztikákat.

3. táblázat: A 2006., 2007. és 2008. első negyedében igénybevett felszabályozási energia leíró statisztikai jellemzői

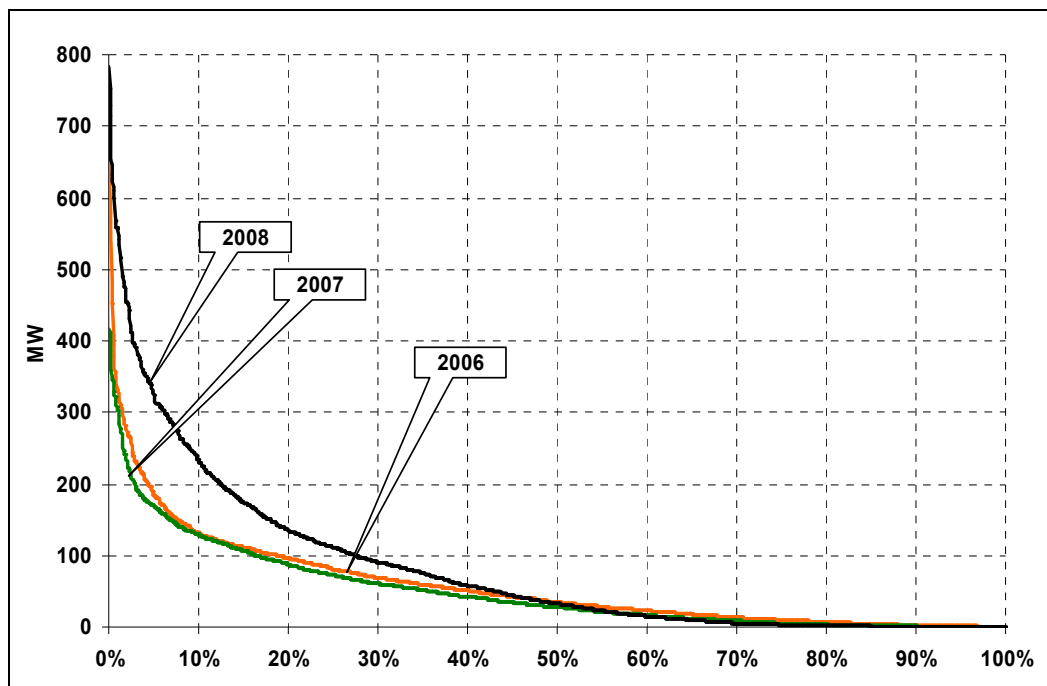
		2006	2007	2008
Összes	Arány	91,30%	81,16%	77,61%
	Darab	1972	1753	1695
	Átlag (MW)	60,11	56,45	92,72
	Szórás (MW)	70,31	62,40	119,65
	Maximum (MW)	653,21	416,76	782,56
Szekunder	Átlag (MW)	55,44	55,14	85,45
	Szórás (MW)	64,77	59,27	104,64
	Maximum (MW)	524,38	404,40	642,81

Forrás: MAVIR adatok alapján saját számítások

Amint a fenti táblázatban láthatjuk, az elmúlt három évben azon órák aránya, melyekben felszabályozási igény jelentkezett, csökkenő tendenciát mutat. A 2006-os 91,3%-ról 2008-ra 77,61%-ra csökkent, ami jelentős változásnak tekinthető. Ezzel párhuzamosan azonban az összes szabályozási energia iránti kereslet 2008-ban jelentősen megugrott. Különösen fontos, hogy nem csak az átlagos felhasználás változott,¹⁵ hanem a maximum is jelentősen növekedett. A rendszerbiztonságot elsősorban ez utóbbinak az értéke befolyásolja. Ez azt jelenti, hogy a piaci szereplők tervezési pontatlansága nőtt. Mivel a MAVIR adatai alapján a szabályozási energia igénybevételek, azaz a tervezési pontatlanságok kisimítása túlnyomórészt szekunder típusú tartalékokkal történik, így külön is bemutatjuk az erre vonatkozó leíró statisztikákat. Annak érdekében, hogy pontosabb képet kaphassunk az elmúlt években lejátszódott folyamatokról, az alábbi ábrán bemutatjuk a szabályozási igénybevételek tartamdiagramját.

¹⁵ Minden leíró statisztika csak azokra az órára van kiszámolva, melyekben tényleges szabályozóenergia igénybevétel történt.

1. ábra: A felszabályozási energiaigények alakulása a vizsgált negyedévekben



Forrás: MAVIR adatok alapján saját számítások

Mint látható, 2006-ban és 2007-ben szinte azonosnak tekinthető a felszabályozási tartalékok első negyedéves igénybevételének eloszlása, azonban 2008-ban jelentős emelkedést figyelhetünk meg az előző évekhez képest. Míg 2006 és 2007-ben csupán az összes órás igénybevétel 10%-a haladta meg a 130 MW körüli értéket, addig 2008-ban ez az arány nagyjából 20%-ra nőtt. Mi állhat ezen emelkedés mögött? Véleményünk szerint egyik évről a másikra ilyen mértékű emelkedés nem lehet valamilyen trendszerű változás eredménye, hanem vélhetően a szabályozási környezetben bekövetkező valamely változás okozza ezt. A legkézenfekvőbb a kiegyenlítési árak összehasonlítása, amit azonban csak 2007 és 2008-ra tudunk megtenni, mivel 2006-ra nem álltak rendelkezésre a kiegyenlítési díjak órás értékei.¹⁶

Míg a tavalyi évben a MAVIR Zrt. Kereskedelmi szabályzata alapján a kiegyenlítés a közüzemi nagykereskedelmi árakhoz volt kötve, oly módon, hogy a kiegyenlítés díja az adott negyedórás energiadíj, de minimum az adott időszaki közüzemi nagykereskedelmi ár másfélszerese.¹⁷ Ezt a szabályozást úgy módosították, hogy a kiegyenlítés díja az adott negyedórás szabályozási teljesítmények energiadíja, de minimum a másnapi német tőzsdei zsinórár. Mivel ez utóbbi jóval alacsonyabb, mint a tavalyi közüzemi ár másfélszerese, így a kiegyenlítés olcsóbb lett a piaci szereplőknek, mint az alábbi táblázatban látható.

¹⁶ A kapott adatbázisokban a feltüntetett értékek energiadíjakat jelölnek, azonban a MAVIR honlapjáról letölthetők a kiegyenlítés órás díjai 2006 közepéig visszamenőleg.

¹⁷ A szabályozási energiapiacra az energiadíjat felszabályozás esetén a MAVIR fizeti a felszabályozást nyújtó erőműnek, a kiegyenlítési díjat pedig a felszabályozási igényt okozó mérlegkör fizeti a rendszerirányítónak. Leszabályozás esetén ez megfordul, azaz az erőmű fizeti a leszabályozási energiadíjat a MAVIR-nak, aki a leszabályozás kiegyenlítési díját fizeti ki a mérlegkörnek.

4. táblázat: A pozitív irányú kiegyenlítés és energiadíj közötti átlagos kapcsolat

	2007	2008
Kiegyenlítés díja (Ft/kWh)	25,95	20,67
Energia díj (Ft/kWh)	21,81	20,47
Különbség (Ft/kWh)	4,13	0,20

Forrás: MAVIR adatok alapján

2007-ben és 2008-ban az év első hónapjában az energiadíjak nem térnek el jelentősen, az eltérés mindössze 1,34 Ft/kWh. Ezzel szemben a kiegyenlítés díjának szabályozásban bekövetkező változások azt eredményezték, hogy a kiegyenlítés díja 2008-ban csak 0,2 forinttal haladja meg a szabályozás energiadíját, szemben a tavalyi 4,14 forinttal. Ezáltal a kiegyenlítés díja több mint 4 forinttal csökkent a tavalyi évhez képest. Pusztán ez a változás, azaz a kiegyenlítés igénybevételének olcsóbbá válása okozhatja azt, hogy a felszabályozási igények megnövekednek. Ezt a hatást tovább erősíti az is, hogy a piacon beszerezhető villamos energia ára nőtt a tavalyi évhez képest, azaz a fogyasztók még inkább abban érdekeltek, hogy alultervezzenek, hiszen így a tervezési pontatlanságból eredő kockázatot olcsóbban tudják kezelni.

Az alábbiakban egy erre vonatkozó példát mutatunk be: tegyük fel, hogy a piaci ár 10 Ft/kWh, míg a felszabályozás kiegyenlítési díja 12 Ft/kWh, a leszabályozásé pedig 1 Ft/kWh. Tegyük fel, hogy egy piaci szereplő arra számít, hogy 9 vagy 11 kWh áramot fog fogyasztani azonos valószínűségekkel (azaz a fogyasztás várható értéke 10 kWh). Ha a menetrendjében 11 kWh-t jelent be, akkor egyrészt biztosan ki kell fizetnie $11 \times 10 = 110$ Ft-ot a várhatóan fogyasztandó áramért, ugyanakkor 50%-os valószínűséggel csak 9 kWh-t fog elfogyasztani, azaz a várható értékhez képest felültervez és ezáltal leszabályozási igényt okozhat. Ennek következtében 50%-os valószínűséggel visszakap az el nem fogyasztott 2 kWh után a rendszerirányítótól $1 \times 2 = 2$ Ft-ot. Így a várható költsége a felültervezésnek: $110 - 0,5 \times 2 = 109$ Ft.

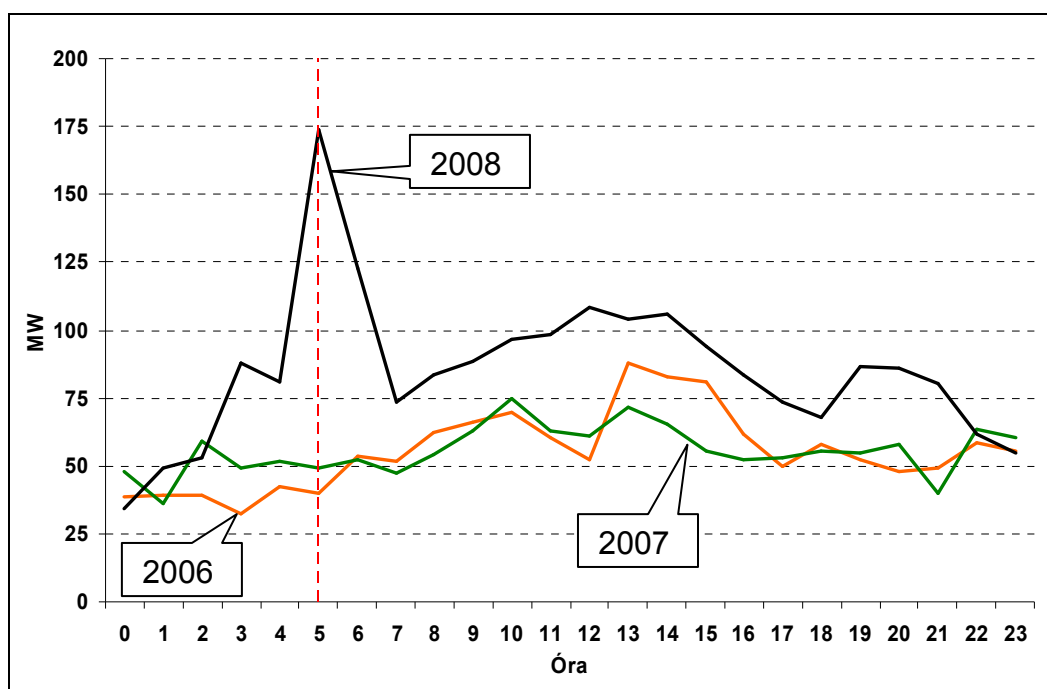
Ezzel szemben, ha a fogyasztó csak 9 kWh áramot köt le, akkor biztosan kifizet $9 \times 10 = 90$ Ft-ot, azonban 50%-os valószínűséggel 11 kWh-t fog fogyasztani, amivel felszabályozási igényt okoz. Ebben az esetben a fogyasztónak ki kell fizetnie az okozott felszabályozási igénynek a költségét, ami $2 \times 12 = 24$ Ft. Azaz a fogyasztó várható költsége alultervezés esetén: $90 + 0,5 \times 24$ Ft = 102 Ft. Tehát minden racionális fogyasztó az alultervezést fogja választani, hiszen ez számára olcsóbb. Tulajdonképpen a felültervezés költsége megegyezik a piaci ár és a leszabályozás díjának különbségével, míg az alultervezés költsége megegyezik a felszabályozás díja és a piaci ár közötti különbséggel.

A fenti 4. táblázat alapján láthatjuk, hogy 2008. első negyedében a felszabályozás kiegyenlítési díja 20,67 Ft/kWh volt. Ezzel szemben a leszabályozás kiegyenlítési díja 0 Ft/kWh közelében mozgott, ami nagyjából 17-20 Ft/kWh-s hazai áramár mellett, 17-20 Ft/kWh-s leszabályozási, ám csak 0,67-3,67 Ft/kWh körüli felszabályozási kiegyenlítési költséget jelent. Az átlagban alultervezésre ösztönző aszimmetria egyértelműen látszik.

Annak érdekében, hogy pontosabb képet kapjunk a felszabályozási igények napon belüli megoszlásáról, képeztük a vizsgált negyedévek napon belüli átlagos

terhelési értékeit. Ezt mutatjuk be a következő, 2. ábra segítségével, mely alapján szembevetve, hogy míg 2006-ban és 2007-ben a terhelési értékek óras átlagaiban kis ingadozást figyelhetünk meg, 2008-ban kiugróan magas a felszabályozási igénybevétel reggel 5 és 7 óra között (mindamellett szinte az összes órában magasabb értékeket figyelhetünk meg). Mivel az egyes órákban megfigyelt adatok darabszáma jelentős, így feltehetjük, hogy ez a kiugrás nem valamilyen szélsőséges értéknek köszönhető, hanem valamilyen strukturális hatás okozza. Az alapvető kereslet-kínálati tényezők változatlansága arra enged következtetni, hogy a megugró felszabályozási igények a szabályozási környezetben bekövetkező valamely változás eredményének tekinthetők, vagyis a probléma kezelhető.¹⁸

2. ábra: A felszabályozási igények napon belüli átlagos értékei a vizsgált negyedévekben



Forrás: MAVIR adatok alapján saját számítások

3.2. A szekunder tartalékok nyújtása

A következőkben bemutatjuk és megvizsgáljuk, hogy miként alakult a szekunder tartalékpiacon a tartalékot szerződés szerint nyújtó szereplők rendelkezésre állása. A MAVIR Zrt. által a rendszerszintű tartalékok esetében a 2008-as évre vonatkozó aukción két szereplő nyerte el a szekunder tartalékok tartásának jogát.¹⁹ Az eredmények a következő táblázatban láthatók:

¹⁸ A lehetséges okok feltárásához azonban további vizsgálatokra lenne szükség, melyek nem kapcsolódnak közvetlenül a tanulmány fő kérdéseibe.

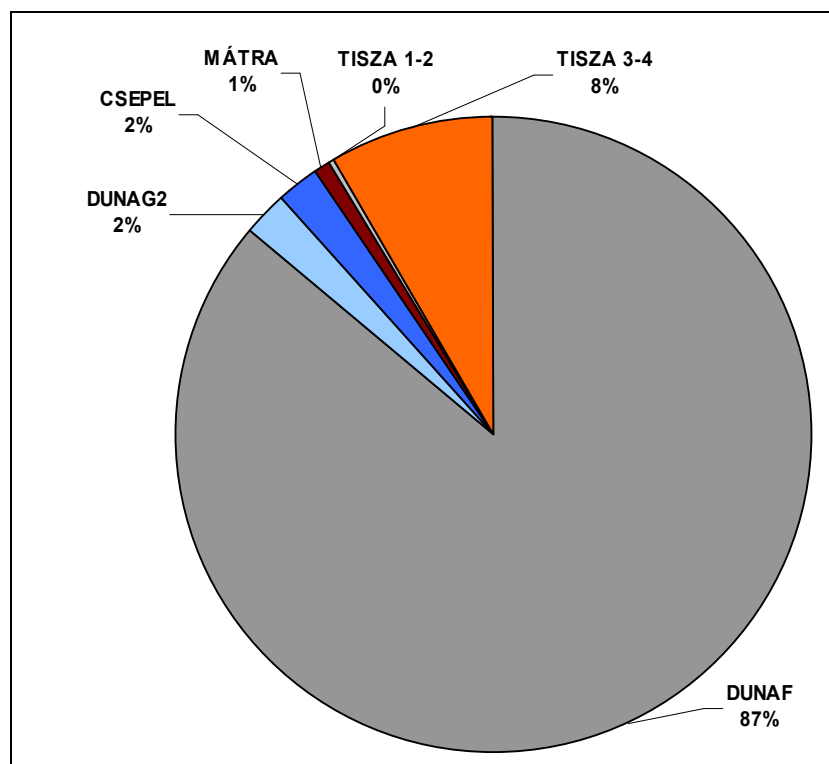
¹⁹ A tartalékok nyújtását csak a 2008-as első negyedévre mutatjuk be, mivel az aukción lekötött mennyiségek és árak csak erre az időszakra ismertek.

Ajánlattevő	Mennyiség (MW)	Ár (Ft/MW/h)
MVM VK	270	3 210
AES-TISZA	75	3 420

Forrás: MAVIR

Mint látható, a kínálat erősen koncentrált, szekunder tartalékot két piaci szereplő nyújt: az MVM és az AES Tiszai Erőmű. Az MVM esetében ez azt jelenti, hogy a HTM-es erőművi blokkok nyújtják a tartalékot, azaz a Dunamenti G2, Dunamenti F, Csepeli és Mátrai erőmű blokkjai, míg a Tiszai Erőmű esetében az ajánlattevő a Tisza 1-2 és Tisza 3-4 blokkokra külön jelzi a rendelkezésre állást. A 3. ábra azt mutatja, hogy 2008 első negyedévében az összes nyújtott szekunder tartalék hogyan oszlott meg az egyes erőművi blokkok között.

3. ábra: A rendelkezésre álló szekunder tartalék megoszlása az erőművek között, 2008. I. n.év



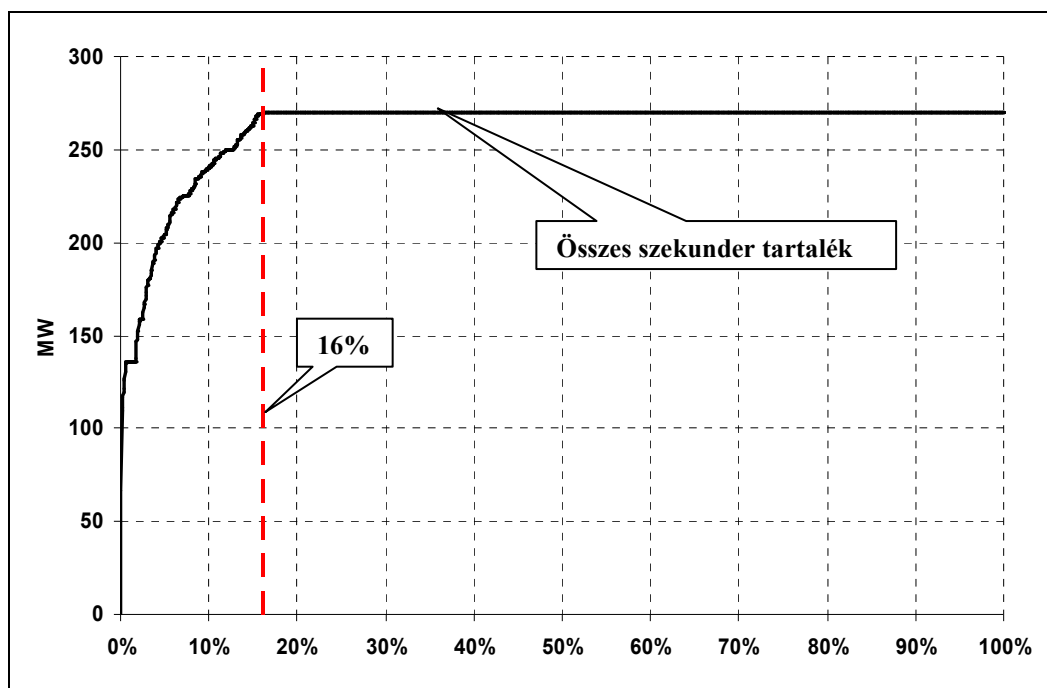
Forrás: MAVIR adatok alapján saját számítások

Mint látható, a szekunder tartalékok jelentős részét, 87%-át a Dunamenti F blokk nyújtotta, mely információnk szerint a fenti blokkok legmagasabb energiadíjával rendelkezik, azaz 1 MWh villamos energia megtermelése ebben a blokkban a legdrágább. Ez megfelel az ajánlattevő racionális viselkedésének, hiszen az olcsóbb blokkokban megtermelt villamos energiát a termékpiacokon képes értékesíteni, míg a magasabb költségű villamos energiát használja tartaléknyújtásra.

Érdeemes megvizsgálni, hogy mennyi tartalékot nyújtottak a vizsgált időszakban az ajánlattevők. A 4. ábra az egyes órákban nyújtott szekunder tartalékok megoszlását mutatja. A MAVIR az aukciós kiírásban rögzítette, hogy 2008-ban minimálisan 270 MW szekunder tartalékra van szüksége (a maximális értéket is megjelölte, de az igen változó). Mint az ábrán látható, ezt a szerződéses kötelezettséget a tartaléktartásra

lekötött erőművek a negyedév során az órák 16 százalékában nem teljesítették. Ez eleve több kérdést vet fel, azonban ha hozzátesszük, hogy az aukción szekunder tartalék esetében a rendszerirányító nem éves átlagos értékre szerződött,²⁰ a helyzet még rosszabb.

4. ábra: A szekunder tartaléktartásra szerződött erőművekben ténylegesen igénybe vehető szabályozó kapacitás 2008 első negyedévében az összes megfigyelt óra százalékában



Forrás: MAVIR adatok alapján saját számítások

Az aukciós eredmények alapján a szekunder tartalékot nyújtó erőműveknek folyamatosan $270 + 75 = 345$ MW szekunder tartalékot kellene nyújtaniuk. Az adatok alapján ennek egyszer sem feleltek meg a vizsgált időszakban, továbbá a MAVIR Zrt. által előírt minimális (270 MW-os) szintnek sem felelnek meg az esetek 16%-ában. Az ajánlattevők részéről ez egy teljesen racionális lépés. Abban az esetben, ha a villamos energiájukat nagyobb haszonnal tudják értékesíteni, akkor azt megteszik, ellenkező esetben nyújtják a tartalékot.

Habár a MAVIR Zrt. Kereskedelmi Szabályzatában vannak utalások arra vonatkozóan, hogy a tartaléknyújtók elesnek a rendelkezésre állási díjaktól, ha a szerződéses kötelezettségüknek nem tesznek eleget (valamint az okozott többletköltségeket is meg kell téríteniük a rendszerirányító felé), azonban a fenti megfigyelés, azaz a rendelkezésre állás gyakori elmulasztása arra enged következtetni, hogy a tényleges szankcióknak nincs elegendő kényszerítő erejük.

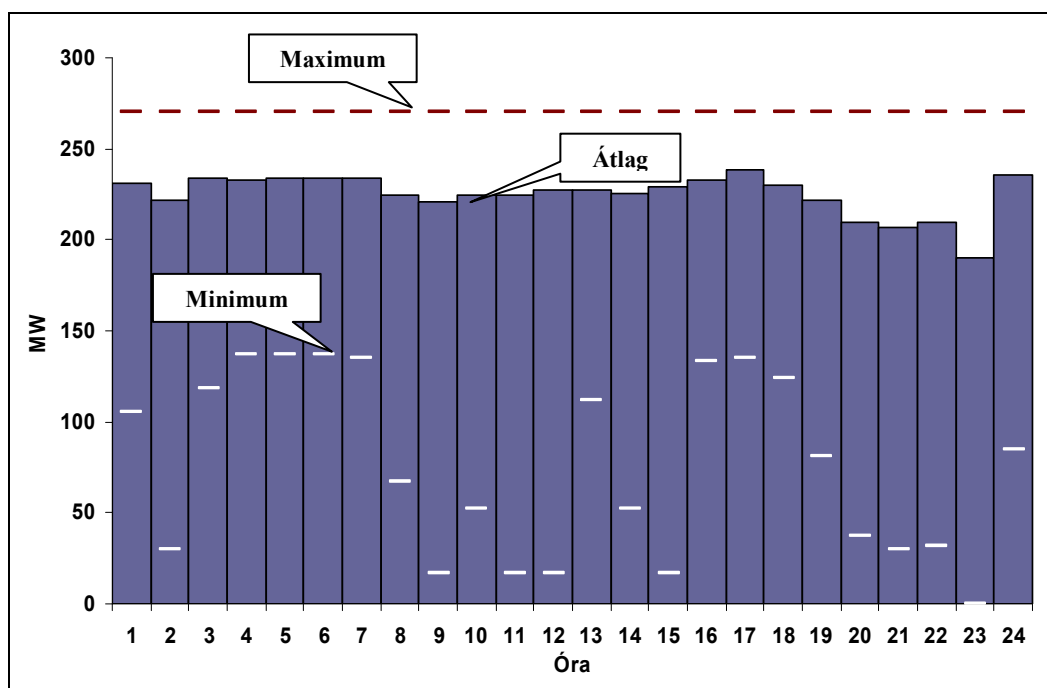
A tartaléktartás elmulasztása által okozott probléma megértéséhez szükséges, hogy megvizsgáljuk, hogy egy adott napon mikor jelentkezik legsúlyosabban a tartalékhány. Ehhez elég, ha a Dunamenti F blokk mint a piac domináns szereplőjének átlagos tartalékszintjeit bemutatjuk.

²⁰ A nyertes ajánlatok listájában láthatjuk, hogy például a perces vagy órás tartalékok esetén az ajánlatok éves átlagra vonatkoznak, ami azoknak a tartalékoknak az esetében is nehezen értelmezhető, a szekunder esetén azonban ilyen jelölés nincsen.

Mint az alábbi, 5. ábra mutatja, 2008. első negyedévében a Dunamenti F blokk által nyújtott szekunder tartalékok napon belüli óras átlagos értékei 17 órakor elkezdenek csökkeni és a minimumot 23 órakor éri el. Ez arra utal, hogy a hazai fogyasztás napon belüli csúcsának idején (nagyjából ugyanez az időszak) a Dunamenti F blokk kevesebb tartalékot nyújt átlagosan. Vélhetően ennek oka, hogy a régi közüzemi mérlegkörben ekkor alakul ki a legnagyobb fogyasztási igény, és ahelyett, hogy az MVM ennek a megnövekedett igénynek a kielégítését egyéb forrásból oldaná meg, a villamos energiát a Dunamenti F blokkból szerzi be.

A tavalyi év májusában történt üzemzavar esetén a MEH egyik fő megállapítása éppen az volt, hogy a rendszerben lett volna elég tartalék, azonban az MVM ugyanezt a stratégiát folytatta. Ez alapján azt mondhatjuk, hogy a jelenlegi szabályozási környezetben hiába szerződött a MAVIR Zrt. adott mennyiségű tartalékra egy piaci szereplővel, ha a piaci szereplő szerződésben vállalt kötelezettségeinek elmulasztása nem szankcionálható hatásosan.

5. ábra: A Dunamenti F blokkokból nyújtott szekunder tartalékok napon belüli jellemző értékei 2008 első negyedévében



Forrás: MAVIR adatok alapján saját számítások

4. A szabályozási energia kínálati potenciálja

A szabályozási energia kínálati oldalán azt kell megvizsgálni, elegendő-e a rendszerben meglévő szekunder szabályozási energia potenciális kínálata, és elegendő lesz-e a közeljövőben. Amennyiben a szabályozási energia megfigyelt kínálata nem marad el jelentősen a potenciális kínálattól, és a keresletét sem lehet hatékonyan mérsékelni, akkor érdemes megvizsgálni, hogyan lehetne a szivattyús-tározós erőmű létesítésével vagy anélkül megoldani a hiányt. A magyar VER szabályozási energia kínálatának bemutatása során először nem a minimumprobléma során felmerülő leszabályozási kérdést vizsgáljuk, hanem a gyors reagálású felszabályozási tartalékok tározós erőmű nélküli elégségességét.

4.1. Jelenlegi helyzet

Az alábbi, 5. táblázat egyrészt a már bemutatott, Magyarországra vonatkozó UCTE tartaléktartási kötelezettséget mutatja, másrészt a MAVIR lekötését a 2008-as évre. Mint látható, a MAVIR szekunder tartalékból jóval többet köt le az előírtnál, míg tercierből kevesebbet. Ugyanakkor nálunk létezik egy, az UCTE előírásokban nem szereplő ún. „üzemzavari tartalék”. Ezt az üzemzavari tartaléket a MAVIR versenyeztetés nélkül, a korábban már említett, 1998 és 2000-ben deklaráltan a szekunder tartalékok biztosítására épített, 15 perc alatt 410 MW teljesítmény biztosítására képes litéri, sajószögedi illetve lőrinci nyílfciklusú gázturbinás erőműveknél köti le (MVM - GTER Kft.). Valójában a nemzetközi besorolásban ezek a gépek, amennyiben állnak, nem különböznek a tercier tartalékoktól, amennyiben forognak, szekunder tartalék biztosítására is képesek. Mivel a jelenlegi lekötés mellett a rendelkezésre állás álló helyzetet jelent, az ő lekötésüket a tercier lekötések közé sorolhatjuk.

5. táblázat: UCTE előírások és MAVIR lekötések

Tartaléktípus	UCTE minimum előírás			MAVIR éves lekötés 2008-ra
	Irány	Behívás módja	Tartalék nagysága	Tartalék nagysága
Szekunder	Fel- és leszabályozás	Rendszerirányító központból szabályozott	+ 150 MW	+ 345 MW
Üzemzavari tartalék	-	-	-	+ 410 MW
Tercier (perces)	Felszabályozás	Rendszerirányító „kézi” utasítására	+ 450 MW	+ 12,36 MW
Összesen			+ 600 MW	+ 767,36 MW

Forrás: UCTE és MAVIR adatok

4.2. A kínálati potenciál

A kínálati potenciál vizsgálatok a magyar rendszer összes meglévő potenciális tartalékát próbáljuk felderíteni, eltekintve a jelenlegi tartaléktartási rendszertől. Mielőtt felszabályozási tartalék céljára egy nagy beruházást igénylő szivattyús-tározós erőmű építésére kerülne sor, célszerű megnézni, hogy nincs-e a rendszerben még ki nem használt potenciál, mely jelenleg az eltérő ösztönzők miatt nem működik szabályozási tartalékként, de a SZET-nél jóval kisebb költséggel, vagy a hibás ösztönző megszüntetésével befogható lenne.

A magyar erőműpark potenciális szekunder (5 perc alatti) és potenciális tercier, (15 perc alatti) felszabályozási tartalékkapacitására vonatkozó becslésünket (6. táblázat) a MAVIR által megadott gradiensekkel számoltuk ki.

6. táblázat: A magyar VER-ben működő erőművek becsült felszabályozási tartalék potenciálja

Erőműcsoportok	Szekunder potenciál (MW/5 perc)	Szekunderen felüli tercier potenciál (MW/15 perc)	Összesen (MW/15 perc)
DTCSM	425	673	1098
DTCSM + nyílt ciklusú gázturbinák (GTER)	425 + 130 = 555	953	1098 + 410 = 1508
DTCSM + nyílt ciklusú gázturbinák (GTER) + bp-i kapcsoltak	555 + 125 = 680	1031	1508 + 203 = 1711
DTCSM + nyílt ciklusú gázturbinák (GTER) + bp-i kapcsoltak + egyéb	680	1145	1711 + 114 = 1825

Forrás: REKK becslés, a MAVIR által megadott gradiens (MW/perc) értékek alapján.

A táblázat első sorában csak azon gépek potenciális tartalékkapacitáit vettük figyelembe, melyeket a MAVIR szokott lekötni szekunder tartalék tartására, azaz a Dunamenti, Tiszai, Csepeli és Mátrai erőművek potenciális szekunder kapacitáit (DTCSM). Mint látható, ezen gépek bőven fedezik az UCTE által előírt szekunder (+150 MW) és tercier (+450 MW) tartaléktartási kötelezettséget.

A következő sorban ezekhez a szekunder gépekhez hozzávettük a Gter Kft. tulajdonában lévő három nyílt ciklusú gázturbina tartaléknyújtási potenciálját is, melyeket jelenlegi üzemzavari tartaléknak neveznek, és most technikailag tercier tartaléknak minősülnek, mert jelenleg ezek a gépek állnak. Ha forgó tartalékként működnének, azaz lenne állandó termelésük, szekunder tartalék nyújtására is képesek lennének, hiszen eredetileg is erre a célra épültek.²¹

A harmadik sorban az első két csoport potenciáljához még hozzávettük a három kombinált ciklusú budapesti erőmű, a Kispesti, Kelenföldi és Újpesti Erőművek felfutási kapacitáit, mivel ezek az új gépek szintén képesek mind 5, mind 15 perces tartalékok nyújtására. Jelenleg ezeket a gépeket a MAVIR tercier kapacitás nyújtására használja. Ugyanakkor ezen gépek teljes potenciáljának rendelkezésre állása a két előző csoportéhoz képest bizonytalanabb, mivel fűtési szezonban e kogenerációs erőművek 2008-tól a kötelező átvételi rendszerbe termelnek, nem biztos, hogy érdekeltek lesznek tartaléknyújtásra, de ez nem befolyásolja tartalék kínálati potenciáljukat. Ami némileg befolyásolhatja szabályozási energia potenciáljukat, az a kapcsolt termelés hőoldali igényének az alakulása.

A magyar rendszerben e három gépcsoporton kívül még van néhány erőmű, mely képes lenne legalább tercier tartalék nyújtására, többek között a Debreceni, az Ajkai, a Bakonyi, a Tatabányai, a Pécsi, a Borsodi, a Dunaújvárosi, a Tiszapalkonyai, az Oroszlányi, a Tiszalöki és a Kiskörei Erőművek, melyek jelenleg nem nyújtanak szabályozási energiát. Ezen erőművek beépített kapacitása összesen 1144 MW. A táblázat negyedik sorában 'egyéb' megnevezéssel konzervatív becslésként ezen 1144 MW 10%-áról feltételezzük, hogy potenciális tercier tartalék lehet.

²¹ Bővebben erről az MVM közlemények 2000/1 számában lehet olvasni.

Mint látható, jelenleg bőséges gyors reagálású szabályozási tartalék van a rendszerben. Ezek közül már a most rendelkezésre állók is bőven fedezik az UCTE igényt, ugyanakkor bizonyos ösztönzők megváltoztatásával és egy hatékony tartalék piac kialakításával további nagy mennyiségű potenciált lehet felszabadítani a szabályozási piac számára.

4.3. Várható jövőbeli kínálati potenciál

Ami a jövőt illeti, két fontos szekunder erőmű, a Dunamenti és a Tisza esetleges avulás miatti kilépése a rendszerből a potenciális szekunder kapacitásokat becslésünk alapján jelentősen, 295 MW-tal csökkentené. Ugyanakkor a jelenlegi beruházási terveket vizsgálva, melyek olyan gáztüzelésű erőművek építésére vonatkoznak, amelyek képesek lesznek gyors szabályozási tartalék nyújtására, elmondható, hogy e két erőmű bezárása esetén az új erőművek megépülésével nem fog csökkenni a szekunder tartalékmennyiség a magyar rendszerben.²²

7. táblázat: Várható termelési és tartalékkapacitás bővülés

	Új nagy gázos erőművek (MW)	Becsült szekunder potenciál (MW)
2009*	120	80
2010**	380	100
2011***	835	220
Összesen	1335	400

Forrás: Erőművi beruházások: Stróbl A: Kapacitásterv, MAVIR, 2007, tervezet és EMFESZ közlemény²³. Szekunder potenciál: REKK becslés, ahol az új erőműveknél 20 MW/perc felfutási sebességgel számoltunk, amely megegyezik a Csepeli Erőmű gradiensevel.

Megállapítható tehát, hogy a magyar rendszerben a szabályozási tartalék energia potenciális kínálata mind jelenleg, mind a jövőben bőségesnek tekinthető.

5. A Paksi Atomerőmű visszaterhelésének vizsgálata

A szakmai közbeszédben a szivattyús-energiatárolós vízerőmű szükségességének alátámasztására gyakran elhangzik az az érv, hogy az alacsony rendszerterheléssel járó éjszakai órákban a (szekunder és perces) leszabályozási tartalékkapacitás biztosításának érdekében vissza kell terhelni a Paksi Atomerőmű blokkjait, ami hátrányos hatással van mind az erőmű élettartamára, mind gazdaságos üzemeltetésére.

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy mennyire jellemző a Paksi Atomerőmű visszaterhelése. Először részletesen bemutatjuk, hogy melyek lehetnek a kritikus

²² 2012-ig körülbelül 250 MW-nyi potenciális szekunder tartalék kerül az új erőművek révén a rendszerbe. A Dunamenti és a Tiszai erőmű összesen 295 MW szekunder tartalék nyújtására képes, ugyanakkor e két gép ekkor még biztosan üzemelni fog.

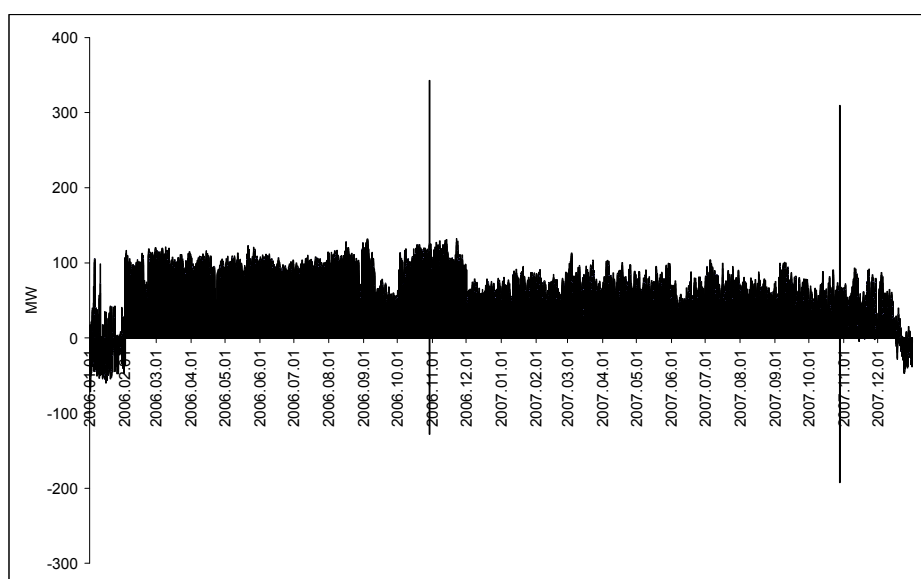
²³ *Kárpát Energia, **E.ON - Gönyü, ISD Power Kft, ***EMFESZ, E.ON - Gönyü

időszakok, amikor a rendszerterhelés és a hazai erőművi termelés alacsony. Ezt követően a Paksi Atomerőmű egyes generátorainak termelését mutatjuk be a vizsgált két év (2006 és 2007) órás adatainak alapján, illetve kétféle módszerrel keressük azon időszakokat, amikor visszaterhelésről beszélhetünk. A fejezet végén az export alakulását és a Pakson kívüli hazai vonalra adott teljesítmény változást vizsgáljuk meg részletesen.

5.1. A minimális rendszerterhelésű és hazai termelésű időszakok azonosítása

Munkánk során a Magyar Energia Hivataltól kaptunk hazai erőművi termelési adatokat, amelyet a Hivatal a MAVIR-tól kért meg. Ezen adatok negyedórás bontásban minden hazai erőművi blokk nettó villamos energia termelését tartalmazták 2006-ra és 2007-re. Ezeket összeadva kapjuk meg az országos nettó villamosenergia-termelést, amelyhez hozzávéve az importot és kivonva az exportot megkapjuk az országos bruttó villamosenergia-fogyasztást. Ugyanakkor az export és import adatokat a MAVIR honlapjáról vettük. Az ugyanott közölt összes erőművi nettó villamos energia termelési adat azonban eltér a MEH-től kapott adatoktól.²⁴ Ezen eltérést mutatja a következő, 6. ábra.

6. ábra: A MEH és a MAVIR által közölt összes erőmű nettó villamos energia termelési adatok különbsége 2006-2007-ben órás bontásban



forrás: MEH, MAVIR

A fenti táblázatban látszik, hogy a MEH által közölt adatok általánosságban több termelést mutatnak, kivétel ez alól a vizsgált időtáv két szélé. Az eltérésre nem találtunk semmiféle magyarázatot. Munkánk során a Magyar Energia Hivatal adatait használtuk, amelyet kiegészítettünk a MAVIR honlapjáról letölthető import és export adatokkal.

Ezek után vizsgáljuk meg, hogy melyek az országos bruttó villamosenergia-fogyasztás (a későbbiekben erre mint rendszerterhelésre hivatkozunk), illetve a nettó

²⁴ A Magyar Energia Hivataltól kapott adatokra MEH-ként, míg a MAVIR honlapjáról letölthető adatokra a tanulmány további részében MAVIR-ként hivatkozunk

villamosenergia-termelés (a későbbiekben hazai erőművi össztermelés) legkisebb értékei.

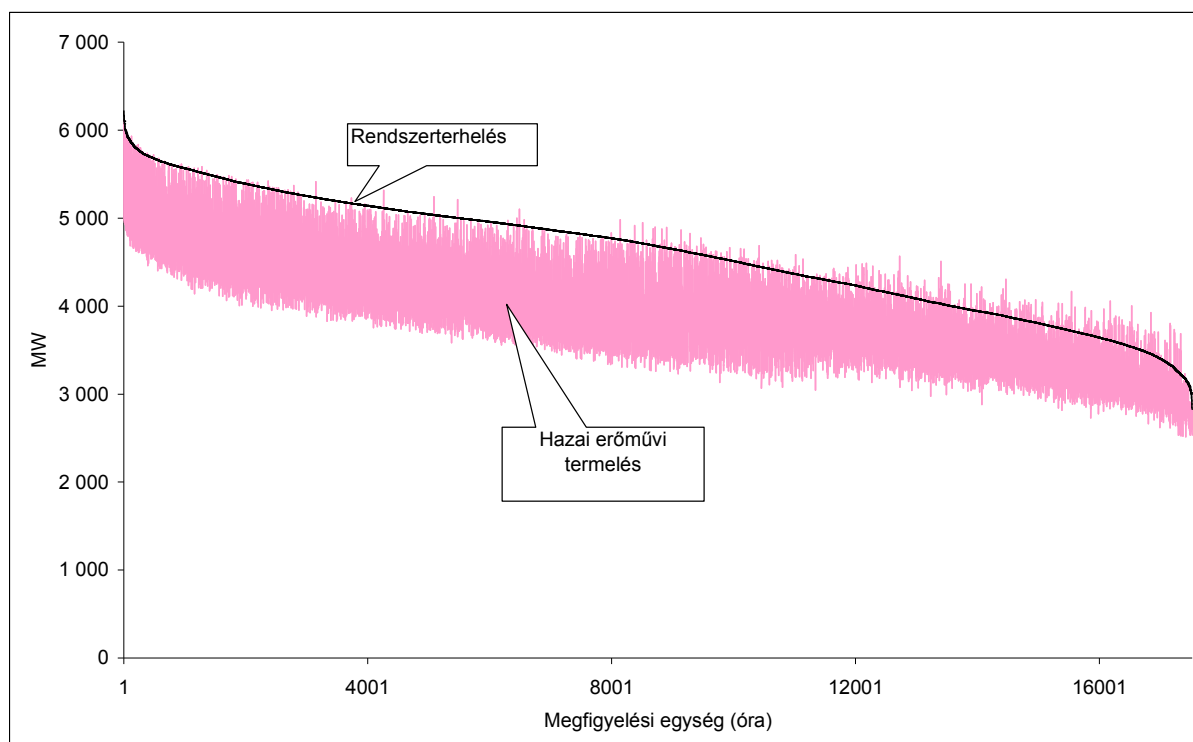
8. táblázat: A magyar rendszerterhelés és a hazai erőművi termelés átlagos, minimum és maximum teljesítménye a két évben (MW)

	Rendszerterhelés	Hazai erőművi össztermelés
Átlag	4 597	3 965
Minimum	2 826	2 515
Maximum	6 219	6 115

Forrás: MEH és MAVIR

A fenti, 8. táblázatból látszik, hogy a Magyarországon működő erőművek átlagos vonalra adott teljesítménye közel 4000 MW, míg a rendszerterhelés megközelíti a 4600 MW-ot, amiből kitűnik, hogy hazánk nettó importőr ország volt a két év átlagában. A következő, 7. ábra mutatja, hogyan alakult a hazai erőművek termelésének és a rendszerterhelés nagyságának megoszlása. Összesen két évet vizsgáltunk, amely alapján $2 \times 8760 = 17520$ megfigyelésünk volt, mivel órás adatokat elemeztünk.

7. ábra: A rendszerterhelés és a hazai erőművek összes termelésének megoszlása, 2006, 2007.



Forrás: MEH és MAVIR

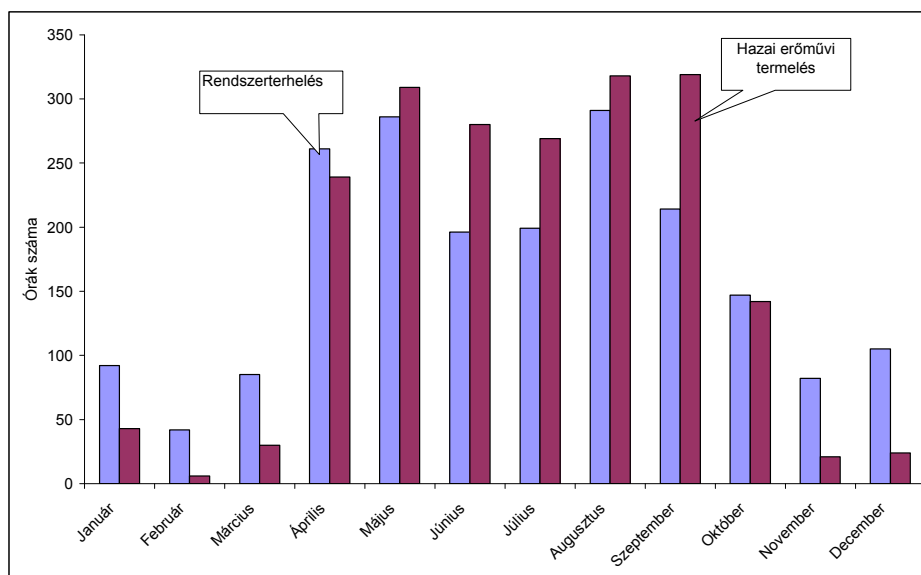
Látható, hogy a rendszerterhelés és a hazai erőművi termelés igen szoros kapcsolatban van. Szükséges megvizsgálni, hogy az alacsony rendszerterhelés vagy erőművi termelésű időszakok mikorra esnek, mivel gyakran elhangzó állítás, hogy

ezen időszakokban kell visszaterhelni a Paksi Atomerőmű egyes blokkjait. Az alacsony rendszerterhelés vagy hazai össztermelés definíciója szintén nem egyértelmű kérdés („mi számít alacsonynak?”). Jelenleg azt a megközelítést választjuk, hogy a 2006-2007 során megfigyelt, 2000 legalacsonyabb rendszerterheléssel vagy erőművi termeléssel jellemzett órát (tehát a terhelési vagy termelési tartamdiagram alsó 11,42 százalékát) tekintjük a minimumértékként.

A két adatsor 2000 darab legkisebb értékéből 1431 egybeesett, azaz ha a rendszerterhelés minimális volt, akkor nagy valószínűséggel a hazai erőművi termelés is. Ezek alapján azt mondhatjuk, hogy a rendszerterhelés alacsony időszakában a hazai termelés is alacsony volt.

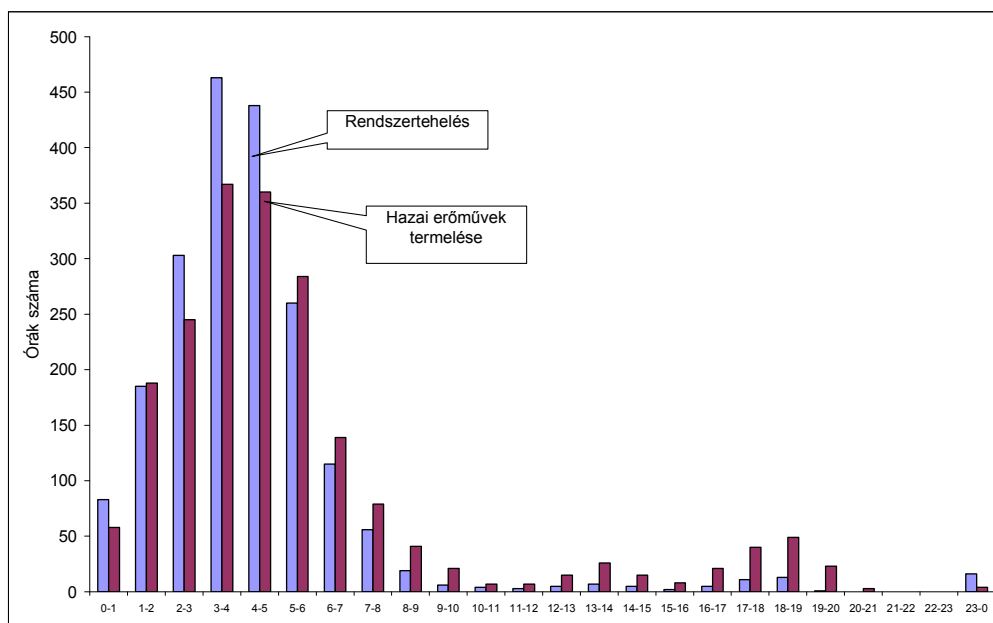
A következő két ábrán (8. ábra, 9. ábra) látható, hogy a 2000 legkisebb rendszerterhelésű és 2000 legalacsonyabb hazai erőművi termelésű órák melyik hónapban, illetve melyik órában voltak.

8. ábra: A 2000 minimum terhelésű és termelésű időszak óráinak megoszlása a hónapok között



Forrás: MEH és MAVIR

9. ábra: A 2000 minimum terhelésű és termelésű időszak óráinak megoszlása napon belül



Forrás: MEH és MAVIR

A fenti két ábrán látható, hogy a minimum időszakok jellemzően nyárra (április-szeptember) és a mélyvölgy időszakokra esnek (2-6 óra).

Miután részletesen bemutattuk, hogy a rendszerterhelés és a hazai erőművek termelése milyen jellemzőkkel bír, a következőkben azt vizsgáljuk, hogy főleg a kritikus időszakokban, azaz a minimum órákban visszaterhelik-e Paksot, vagy sem. A fejezet hátralévő részében a kritikus időszakok alatt az országos bruttó villamosenergia-fogyasztást, azaz a rendszerterhelés 2000 legkisebb óráit értjük.

5.2. A Paksi termelés alapstatisztikája

A következő fejezetben részletesen elemezzük az egyes paksi generátorok termelésének alapstatisztikai mutatóit. Először bemutatjuk, hogy átlagosan az egyes generátorok évente hány órát állnak karbantartás miatt, majd a paksi generátorok visszaterhelésének kérdését járjuk körül.

Általánosságban elmondható, hogy mindössze januárban és februárban, illetve augusztus közepén volt olyan időszak a két év összegét tekintve, amikor mindegyik generátor működött. A legjelentősebb karbantartások március-áprilisban tapasztalhatók, kisebb mértékben szeptemberben. Ezek után vizsgáljuk meg generátoronként, hogy a két év alatt összesen mennyi ideig voltak karbantartás alatt az egyes termelő egységek.

9. táblázat: Az egyes paksi generátorok karbantartási időtartama a két év alatt, illetve átlagos leállás az összes óra százalékában 2006 és 2007-ben

Generátor megnevezése	Leállás (óra)	Átlagos leállás %-ban
11	2 524	14,4%
12	2 601	14,8%
21	4 210	24,0%
22	4 060	23,2%
31	1 742	9,9%
32	2 158	12,3%
41	2 169	12,4%
42	2 569	14,7%
Összes	22 033	15,7%

Forrás: MEH

A fenti táblázat alapján látható, hogy összességében a Paksi Atomerőmű a vizsgált időszak több, mint 15 százalékában karbantartás alatt volt. A legtöbbet a 3. és 4. generátort (2. blokk) tartották karban a 17520 megfigyelt órából 4210, illetve 4060 órát álltak, amely azt jelenti, hogy átlagosan minden negyedik órában karbantartás alatt voltak, amely elsősorban a 2003-as üzemzavar utólagos javítási munkálatai miatt lehetséges.

A paksi generátorok teljesítményére és kihasználtságára vonatkozóan a következő, 10. táblázat konzervatív becslést ad, mivel az átlagba belevettük azon órákat is, amikor a karbantartás miatt a generátorok fel-, vagy lepörögtek, amely jelentősen csökkentheti az átlagot.

10. táblázat: A Paksi Atomerőmű különböző generátorainak átlagos teljesítménye, maximális teljesítménye és az átlagos kihasználtsága 2006 és 2007-es órás adatok alapján, kivéve a karbantartási órákat

Generátor	Átlag (MW)	Maximum (MW)	Átlagos kihasználtság (%)
11	221 657	245 800	90,2%
12	221 304	245 081	90,3%
21	214 172	227 968	93,9%
22	215 796	229 441	94,1%
31	217 027	227 671	95,3%
32	218 024	231 366	94,2%
41	228 716	245 322	93,2%
42	230 906	246 555	93,7%
Paks teljes	1 767 602	1 854 451	95,3%

Forrás: MEH

Ha megvizsgáljuk az átlagos kihasználtságot, akkor azt tapasztaljuk, hogy ebben az esetben Paks átlagos kihasználtsága meghaladja a 95 %-ot, a legkevésbé kihasznált generátoroké is 90 % feletti értékkel bír. A fejezet egyik legfontosabb kérdése, hogy ez az átlagosan 5 %-os kapacitás ki-nem-hasznátság minek köszönhető, milyen mértékben okozták azt a rendszerminimumok idején elrendelt

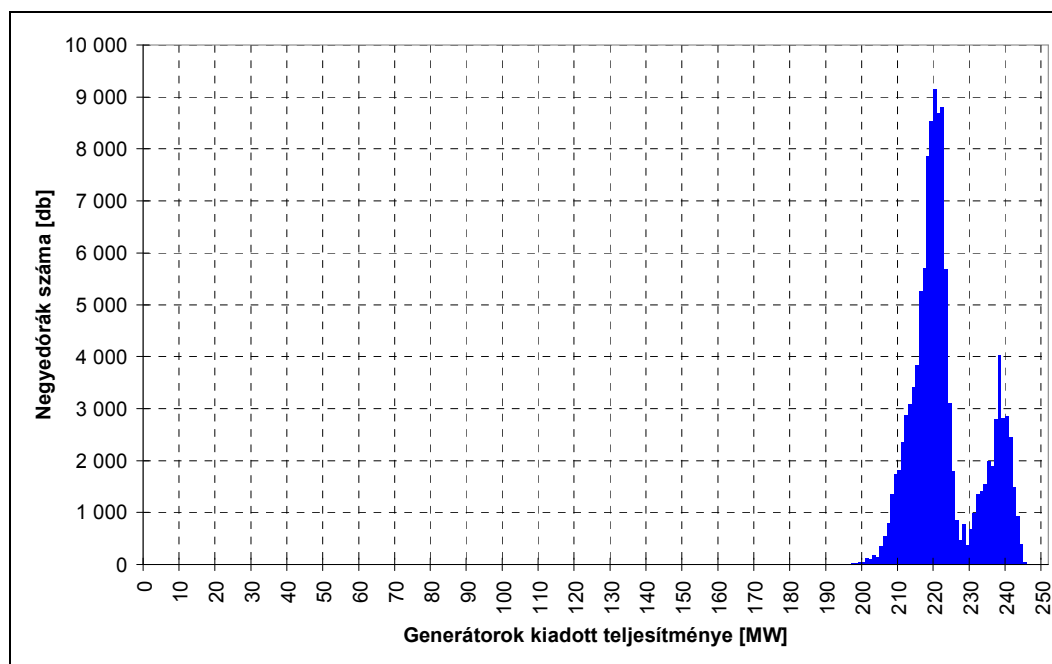
kényszer visszaterhelések. A következőkben azt a hipotézist vizsgáljuk, hogy a visszaterhelések többnyire a mélyvölgy órákban következtek be, amikor a hazai rendszerterhelés alacsony volt.

5.3. A Paksi Atomerőmű visszaterhelésének elemzése

A következőkben kétfajta módszerrel vizsgáljuk, hogy Paksot visszaterhelik-e esetenként, és ez a visszaterhelés összefügg-e a minimum órákkal vagy sem. Az első esetben úgy definiáljuk a visszaterhelést, hogy az egyes generátorok egy óra alatt egy bizonyos százalékkal csökkentették termelésüket, míg a második esetben pedig úgy, hogy az egyes generátorok vonalra adott teljesítménye egy bizonyos szint alá esik-e vagy sem.

Első lépésben eltávolítottuk azokat az adatpontokat, amelyek egy (általunk definiált) karbantartási eseményhez kötődnek. Egy generátorban végzett karbantartási esemény alatt azon egymás után következő órák együttesét értjük, melyek során a generátor kiadott teljesítménye kezdetben fokozatosan nullára csökken, legalább 7 órán keresztül nullán marad, majd ezt követően fokozatosan ismét visszaáll az eredeti szintre. A karbantartási esemény kezdetét és végét azon órák jelölik, amelyeknél a kiadott teljesítmény 200 MW alá esik, illetve 200 MW fölé tér vissza. Ezen események – bár a termelés csökkenésével járnak – elég hosszan elhúzódnak ahhoz, hogy ne tekinthessük őket a bevezetőben említett, 2-3 órán át tartó minimális rendszerterheléshez kapcsolódó tartaléktartási problémára adott válasznak. A maradék adatpontok, tehát a nyolc generátor 2006-2007-ben kiadott átlagos negyedórás teljesítményeinek, eloszlását a következő, 10. ábra mutatja.

10. ábra: A Paksi Atomerőmű generátorainak kiadott negyedórás átlagteljesítménye 2006-2007 során a karbantartási események kivételével



Forrás: MEH és MAVIR

A fenti ábrán látható, hogy a generátorok átlagos negyedórás teljesítménye szinte teljes egészében 200 MW és 245 MW között alakul.

5.3.1. A paksi visszaterhelés vizsgálata #1

Ebben az esetben azt vizsgáljuk, hogy egy adott generátor vonalra adott teljesítménye átlagosan hány százalékkal csökken egy óra alatt. A generátorokat külön-külön számítottuk, kivéve azon pontokat, amikor az adott generátor karbantartás alatt volt. Ezek alapján összesen 117 868 megfigyelési egységünk van. A következő, 11. táblázat mutatja, hogy milyen valószínűséggel fordult elő 2006-2007-ben egy adott arányú órás kapacitáscsökkenés.

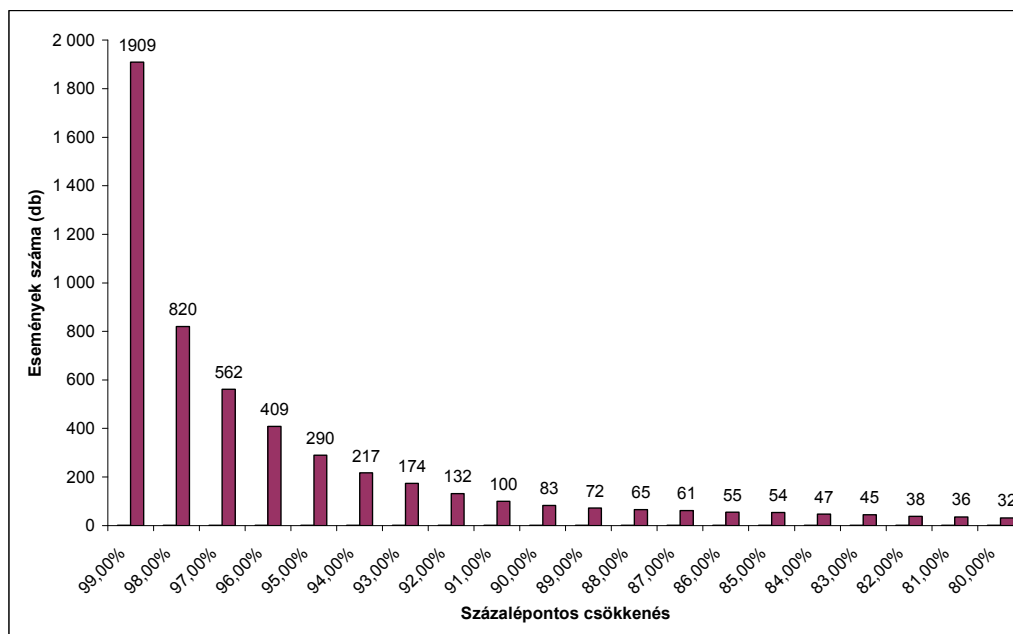
11. táblázat: Egy óra alatt különböző százalékpontos csökkenés előfordulásának valószínűsége

Százalékpontos csökkenés	Előfordulási valószínűség
0,01%	47,40%
0,10%	28,09%
1,00%	1,62%
2,00%	0,70%
3,00%	0,48%
4,00%	0,35%
5,00%	0,25%
6,00%	0,18%
7,00%	0,15%
8,00%	0,11%
9,00%	0,08%
10,00%	0,07%

Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

A fenti táblázatból látszik, hogy 0,01 százalékpontot meghaladó csökkenések száma az eseményekhez viszonyítva 47,4%-ban fordul elő. Ez a szám 1 százalékpontnál már mindössze 1,62%, míg 10 százalékpontot meghaladó csökkenés pedig már mindössze az esetek 0,07 százalékában fordult elő. A következő ábra számszerűleg mutatja, hogy hány olyan esemény volt, amely esetben adott százalékpontnál nagyobb csökkenés következett be a vonalra adott teljesítmény tekintetében.

11. ábra: Egy százalékpontnál nagyobb vonalra adott teljesítménycsökkenés előfordulása az egyes generátorok esetében 2006 és 2007-ben



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

A fenti, 11. ábra alapján a következőkben azt vizsgáljuk, hogy a 2, 5 és 10 százalékpontosnál nagyobb vonalra adott teljesítménycsökkenés hány százaléka esett a rendszerterhelés kritikus 2000 órájára. A következő táblázat mutatja, hogy hány esemény fordult elő ebben az időszakban.

12. táblázat: A minimális rendszerterhelésű órákban adott százalékpontos vonalra adott termeléseszköcsökkenés előfordulása

	10százalékpontos csökkenés	5százalékpontos csökkenés	2százalékpontos csökkenés
Események száma	39	168	459
Események előfordulása	0,24%	1,05%	2,87%
Időpontok száma	22	71	138
Időpontok előfordulása	0,14%	0,44%	0,86%

Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

A fenti, 12. táblázatban feltüntettük, hogy a kritikus rendszerterhelésű időszakokban hány olyan esemény fordult elő, amely különböző vonalra adott terheléscsökkenést jelez. Ha 10 százalékpontos esést nézzük, akkor összesen 39 ilyen esemény volt, amely az összes vizsgált órához ($2000 \times 8 = 16\,000$) viszonyítva 0,24 százalékban fordult elő. Ezek az események összesen 22 különböző dátumhoz kötődnek, azaz egy esemény alatt jellemzően több generátor termelése is csökkent. Összehasonlítva a kritikus időpontokban lévő események számát a teljes vizsgált két év órák eseményekkel, akkor azt tapasztaljuk, hogy 10 százalékpontos vonalra adott teljesítménycsökkenés előfordulásának valószínűsége közel háromszorosa a rendszerterhelés kritikus időpontjaiban (0,09 % versus 0,24 %). Hasonló eredményt

tapasztalunk az 5 százalékpontos (0,27 % versus 1,05 %) és a 2 százalékpontos esetben is (0,72 % versus 2,87 %).

Összességében ezen módszerrel kapott eredményekből azt a következtetést vonhatjuk le, hogy Paks visszaterhelése nem feltétlenül a kritikus időszakokhoz köthető, amikor a rendszerterhelés alacsony, bár ezen időszakokban az előfordulásának a valószínűsége magasabb.

5.3.2. A paksi visszaterhelés vizsgálata #2

A következőkben azt a módszertant választjuk, amelyben minden olyan (nem karbantartási) eseményt visszaterhelésnek minősítünk, ahol a kiadott teljesítmény egy bizonyos, előre rögzített érték alá esik.

Az 10. ábra által bemutatott eloszlásból látható, hogy a visszaterhelési határérték megállapítása szükségszerűen szubjektív elemeket is tartalmaz. Meglátásunk szerint a visszaterhelési határérték legmagasabb értéke sem haladhatja meg azonban a 200 MW-ot, amely hozzávetőlegesen az átlagos kiadott teljesítmény 90 százalékának felel meg, továbbá mintegy két szórásnyi távolságra van az átlagteljesítménytől (ami statisztikailag semmiképpen sem számít ritka eseménynek).

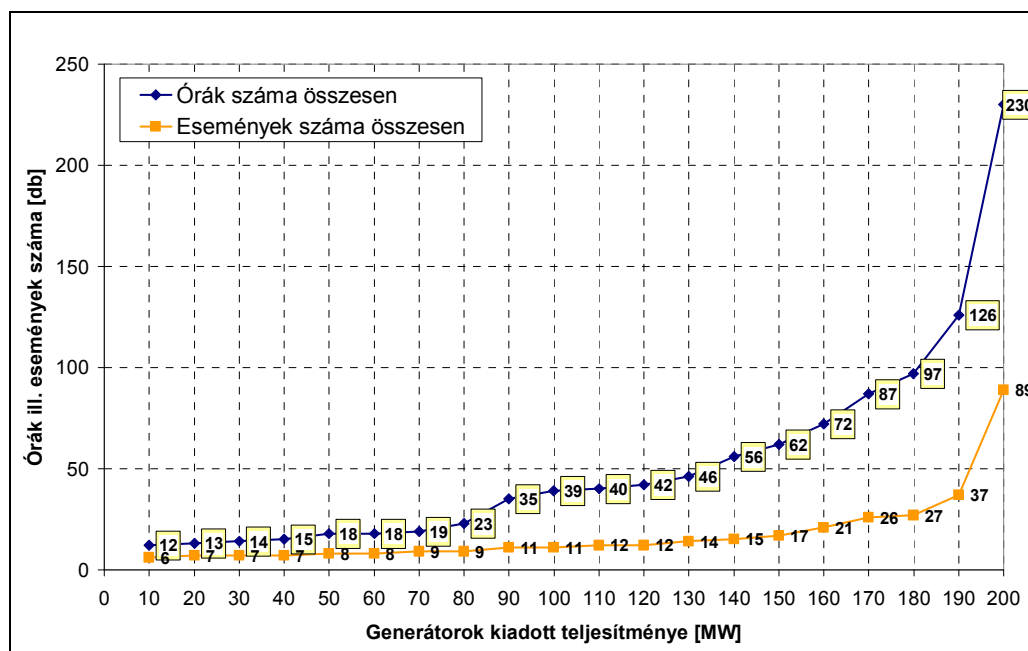
A 200 MW-os szint véleményünk szerint tehát konzervatív becslésnek számít abban az értelemben, hogy ezt alkalmazva szinte biztosan felülbecsüljük a visszaterhelési események gyakoriságát. A visszaterhelések számát statisztikailag pontosabban tudjuk becsülni egy alacsonyabb határérték (pl. 180-190 MW) figyelembe vételével. A probléma árnyalásának érdekében az alábbi elemzésben 10 MW-tól 200 MW-ig (10 MW-os lépésekben) minden lehetséges határérték mellett bemutatjuk a generátorok visszaterhelésének gyakoriságát.

Visszaterhelési események 2006-2007-ben

A következő ábrán két adatsort látunk. Mindkettő egy-egy eloszlásfüggvény részletét ábrázolja. A felső görbe azon órák számának alakulását mutatja 2006-2007 során (azaz összesen 17 520 órából véve), amelyekben legalább egy (de akár egyszerre több) paksi generátor kiadott órás átlagteljesítménye a vízszintes tengelyen jelölt érték alá esik.²⁵ Például: 230 órában fordult elő, hogy legalább egy generátor 200 MW-nál alacsonyabb teljesítményen futott, ami az összes vizsgált óra 1,31 százalékát jelenti. Amennyiben az általunk realiztikusabbnak tartott 190 MW-os határértékekkel számolunk, akkor a paksi visszaterhelési órák száma 126-ra, arányuk pedig 0,72 százalékra esik.

²⁵ Természetesen nem számítva a karbantartási esemény miatt bekövetkezett teljesítménycsökkenést.

12. ábra: A Paksi Atomerőmű generátorainak visszaterhelése 2006-2007 során



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

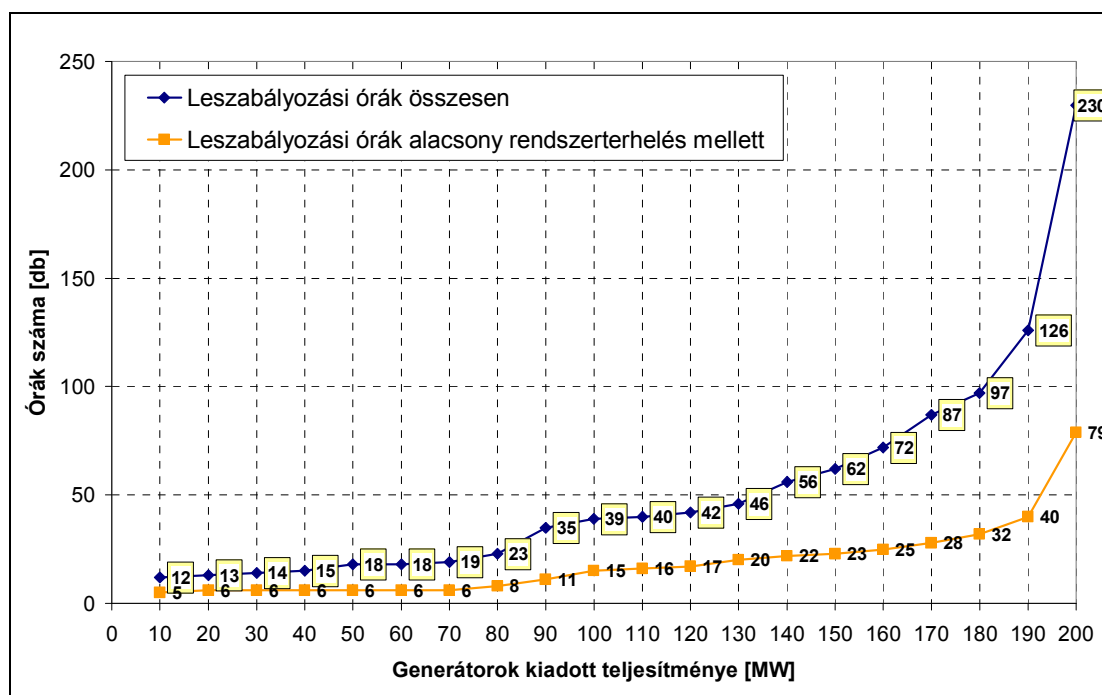
A fenti, 12. ábra alsó görbéje ezzel szemben a visszaterhelési órákat visszaterhelési eseményekké aggregálja, azaz egyetlen eseménynek tekinti az egymás után több órán keresztül megszakítás nélkül fennálló teljesítménycsökkenést. Látható, hogy az események száma az órák számának mintegy harmada-negyede, ami arra enged következtetni, hogy egy visszaterhelési esemény átlagosan 3-4 órán keresztül áll fenn, azaz valóban rövid időtartamú – a mélyvölgy időszakok hosszával ténylegesen összemérhető – intézkedésnek számít.

Az atomerőmű visszaterhelésének egybeesése a rendszerterhelési minimumokkal

Megállapítottuk tehát, hogy az atomerőmű generátorainak visszaterhelése ritka esemény ugyan, de előfordul. Ugyanakkor továbbra is kérdéses, hogy vajon az alacsony rendszerterhelés miatt kell-e visszaterhelni az erőművet. Ennek megválaszolásához első lépésben megvizsgáljuk a visszaterhelések egybeesését az alacsony rendszerterheléssel.

A 13. ábra bemutatja a paksi visszaterheléses órák egybeesését az alacsony rendszerterhelési időszakokkal (amelyek tipikusan a hajnali mélyvölgy órák).

13. ábra: A Paksi Atomerőmű generátorainak visszaterhelése 2006-2007 során alacsony rendszerterhelés mellett és összesen



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

Az ábra felső görbéje (és annak értelmezése) megegyezik a 12. ábra felső görbéjével. Az alsó görbén azon órák számát mutatjuk be, amelyek a leszabályozásnak minősített órák közül egyben alacsony rendszerterheléssel jellemzett időszakokba is esnek. Ezek aránya 31 százaléktól (90 MW-os határérték mellett) 46 százalékgig (20 MW-os határérték mellett) terjed. Az általunk legjobb becslésnek tartott 190 MW-os határértéknél a visszaterhelések 32 százaléka történik alacsony rendszerterhelés mellett. Viszonyításként: ha a generátorok visszaterhelése semmilyen kapcsolatban sem lenne a rendszerterhelési minimumokkal (azaz egyenletesen oszlana el a mért adatok között), akkor 11-12 százalék közötti arányt várnánk (hiszen a 2000 óra éppen ilyen arányt képvisel a teljes időszakon belül).²⁶

Megállapíthatjuk tehát, hogy alacsony rendszerterheléssel jellemzett órákban az átlagosnál mintegy 3-szor gyakrabban terhelik vissza az atomerőművet. Úgy tűnik tehát, hogy valóban van kapcsolat az atomerőmű visszaterhelése és a rendszerminimumok között. Felhívjuk ugyanakkor a figyelmet arra, hogy a kapcsolat alapvető okát ezzel még nem tisztáztuk.

A visszaterhelések vizsgálatának hasonlóképpen fontos következtetése az is, hogy a rendszerterhelési minimumok korántsem egyértelmű okai az atomerőmű visszaterhelésének. A visszaterhelési események többsége továbbra is olyan időszakokban következik be, amelyek nem jellemezhetők alacsony

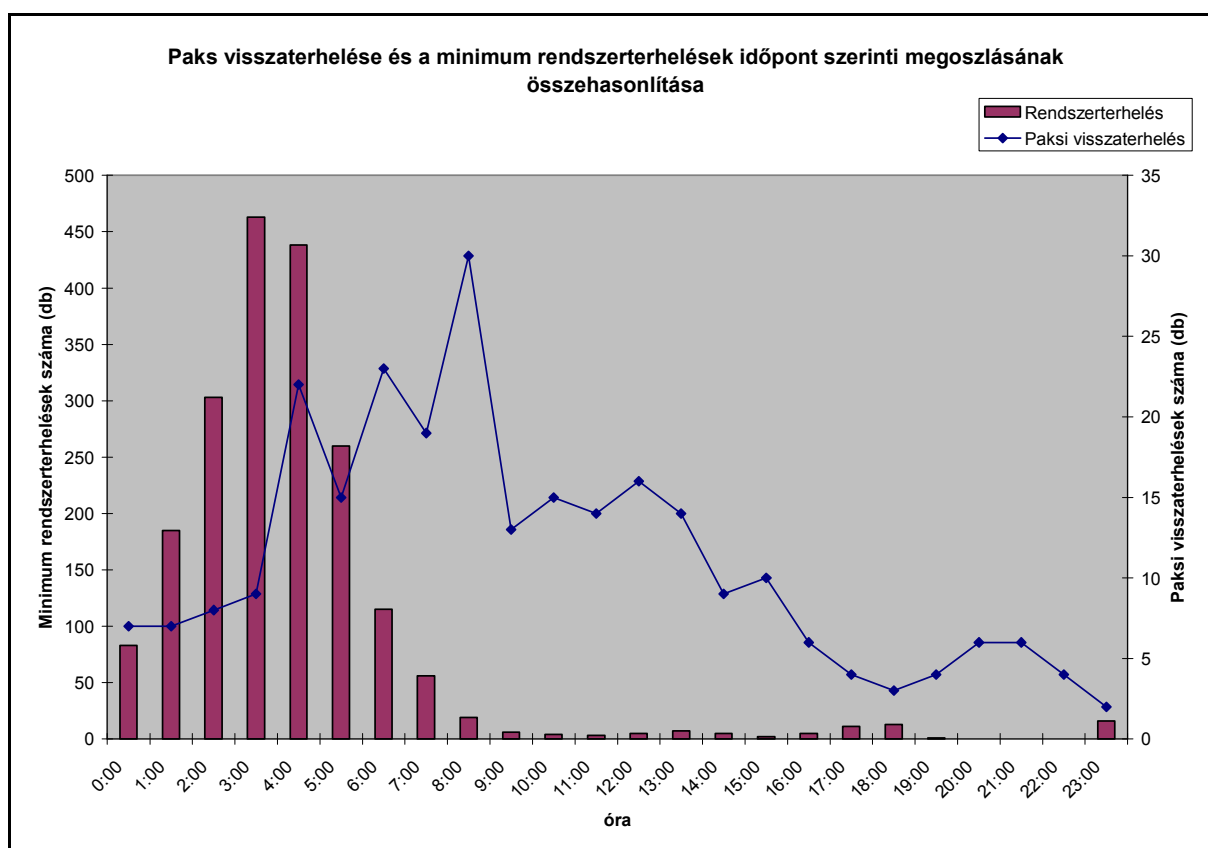
²⁶ Hasonló eredményeket kapunk akkor is, ha a visszaterhelési események egybeesését vizsgáljuk a rendszerterhelési minimumokkal. 190 MW-os határértéknél például 37 visszaterhelési eseményt figyelhetünk meg, amelyből 13 esemény (azaz 35%) esik alacsony rendszerterhelésű időszakba.

rendszerterheléssel, és így tipikusan az sem igaz rájuk, hogy problematikus lenne a leszállítási tartalékkapacitás biztosítása!²⁷

5.3.3. Visszaterhelés vizsgálatának összegzése

A következő ábra összefoglalja a fejezetben tárgyalt vizsgálatok eredményeit. Két adatsort látunk: a rendszerterhelési minimumok napon belüli eloszlását a vizsgált időszakban (a legalacsonyabb terhelésű 2000 óra) illetve azoknak a paksi teljesítménycsökkenéseknek a napon belüli eloszlását, amelyek legalább egyik, fent tárgyalt elemzési módszerünk szerint feltehetőleg leszállítási célú visszaterhelés miatt következtek be (10%-ot elérő teljesítmény csökkenés illetve 200 MW alá eső teljesítmény).

Az ábra meglepő módon azt erősíti meg, hogy az esetleges leszállítási célú paksi teljesítménycsökkentések nem az alacsony rendszerterhelés miatt következtek be. Míg a VER fogyasztási minimumai éjjel 2 óra és 5 óra közé esnek, addig a paksi teljesítmény leszállítások leggyakrabban reggel 6 és 8 óra között történtek, ami már egyértelműen a rendszerterhelés felfutásának időszaka.



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

Összességében mindkét módszertan, hasonló eredményre vezetett. A két különböző módszer alapján azt mondhatjuk, hogy Paks vonalra adott teljesítménycsökkenése nem minden esetben a minimális rendszerterhelésű órára

²⁷ Más szemszögből azt is állíthatjuk, hogy az alacsony rendszerterhelésű órák 98,0 százalékában nem kell visszaterhelni az atomerőművet, míg a teljes időszakot nézve ez az állítás az órák 99,3 százalékára igaz.

esik, de annak a valószínűsége, hogy ezen kritikus időszakokra esik a termeléseszközt, 3-4-szer magasabb, mint ezen időszakokon kívül. Mégis, a legtöbb paksi visszaterhelés a rendszerminimumokon kívül, a reggeli órákban figyelhető meg.

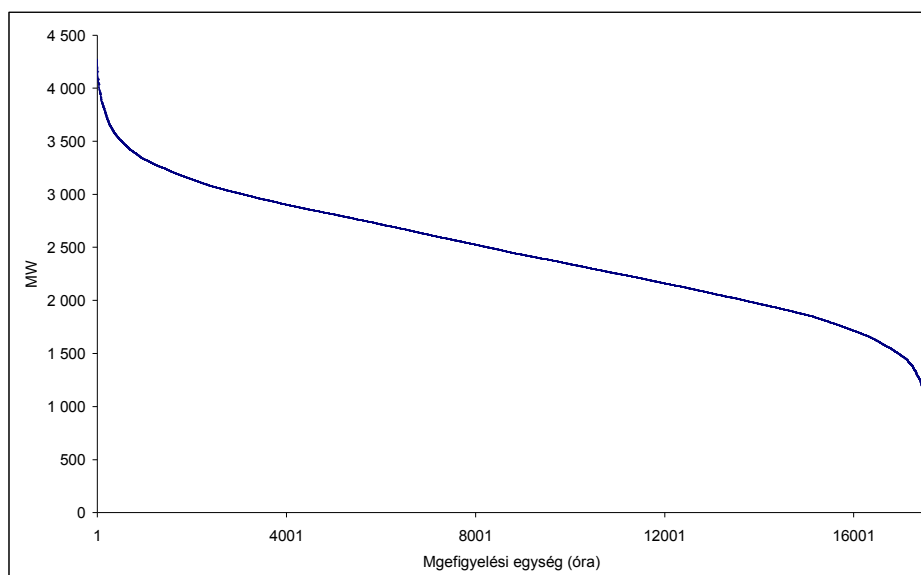
Szükséges megvizsgálni, hogy különösen a kritikus időszakokban milyen a többi erőmű termelése, illetve milyen exportlehetőségek állnak rendelkezésre. Ha azt tapasztaljuk, hogy azon órákban, amikor valamelyik Paksi generátor teljesítménye csökken, és ezzel párhuzamosan vannak ki nem használt exportkapacitások, illetve olyan erőművek termelnek, amelyek nem a tartalékkapacitások miatt működnek, akkor azt mondhatjuk, hogy a paksi termeléseszközt (legalább is elméletileg) elkerülhető lett volna akár a hazai, akár az exportpiacokra történő többletértékesítéssel.²⁸

Ha rendszeresen előfordul az az eset, melyben az atomerőművet inkább visszaterhelik ahelyett, hogy elérhető exportpiacra értékesítenének vagy más termelőkapacitásokat szorítanának ki a hazai piacról (a leszabályozási tartalékok rendelkezésre állásának veszélyeztetése nélkül), akkor a visszaterhelés feltehetően mégsem okoz túlságosan súlyos problémát. Emiatt tehát nem tűnik indokoltnak egy szivattyús-tározós erőmű építése.

5.4. Pakson kívüli hazai termelés alakulása

Ebben a fejezetben a Pakson kívüli hazai termelést vizsgáljuk, amely alakulását a következő ábra mutatja.

14. ábra: Pakson kívüli termelés megoszlása 2006 és 2007-ben órás adatok alapján



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

²⁸ A legolcsóbb magyarországi termelőkapacitásként feltehetőleg nem okozna gondot az atomerőműnek a versenytársaknál alacsonyabb áron történő értékesítés akár itthon, akár külföldön.

A fenti ábrán látható, hogy a legrosszabb esetben is közel 1000 MW-ot Pakson kívül, más hazai erőmű(vek) termel(nek). Még a legkisebb rendszerterhelésű órákban is eléri az 1670 MW-ot a nem Pakson termelt áram átlagos nagysága. Megítélésünk szerint ennyiből bőven biztosítható lenne a szükséges szekunder és terciér leszabályozási kapacitás.

5.5. Az export adatok vizsgálata

A következőkben azt vizsgáljuk meg, hogy a kritikus rendszerterhelésű időszakokban hogyan alakult az export. Ennek vizsgálata azért fontos, mert ha azt tapasztaljuk az adatok elemzéséből, hogy az export lehetőségek nincsenek kihasználva, különösen abban az időszakokban, amelyekben esetleg Paksot visszaterhelték, akkor azt mondhatjuk, hogy ez a termelés-csökkenés elméletileg nem tűnik szükségszerűnek.

Elemzésünk során az összes export NTC-t vizsgáljuk, nem pedig a ki nem használt exportlehetőségeket, ezáltal feltételezzük, hogy a magyarországi erőművek közül Paksnak a legkisebb a határköltése, vagyis bárkinél olcsóbban képes exportálni. Így ha a hazai fogyasztás miatt esetlegesen vissza is kellene Paksot terhelni, az export lehetőség miatt ez nem szükséges. Ezen NTC értékeket mutatja a következő táblázat.

13. Táblázat: Az NTC értékek a legkisebb rendszerterhelésű órában (MW)

	SK	AT	HR	RO	RS	Összesen
Átlag (MW)	473	145	895	177	255	1944
Max (MW)	800	350	1000	400	500	2750
Min (MW)	400	100	600	0	0	1450

Forrás: MEH

Látható, hogy minimálisan is 1450 MW mindig rendelkezésre áll, míg átlagosan közel 2000 MW. A legnagyobb határkeresztező kapacitások ezen időszakban Horvátország és Szlovákia felé vannak. Ausztria irányában már ma is értékesíthető akár órás termék is, a piacok fejlődésével ez a rugalmasság valamennyi export irányban kialakul.

Összességében az export lehetőségek vizsgálatából megállapítható, hogy Paksot szükségtelen visszaterhelni (ha leszámítjuk a technológiai szükségességből származó termelés-csökkenést), mivel minden esetben jelentős mértékű export lehetőségek állnak rendelkezésre.

6. Az elérhető leszabályozási tartalékkapacitás becslése

A SZET erőmű létesítése melletti egyik fő érv az, hogy alacsony rendszerterheléssel jellemzett időszakok esetén nem biztosítható elegendő leszabályozási tartalékkapacitás az erőművek alacsony terhelési szintje miatt. A rendelkezésünkre álló termelési adatok ismeretében ezt az állítást ellenőrizni is tudjuk.

Az MVM és a MAVIR között kötött 2006-os tartaléknyújtási keretszerződés melléklete szerint az MVM – nyilván hosszú távú szerződése alapján – a következő erőművi blokkokból nyújtott szekunder és perces tartalékot a rendszerirányító számára.

14. táblázat: Az MVM által 2006-ban szabályozási tartaléktartásra beajánlott termelőegységek

Szekunder tartalék	Perces tartalék
Csepeli Kombináltciklusú Erőmű	Kelenföldi Erőmű G2 gép
Dunamenti Hőerőmű F blokk	Kispesti Kombináltciklusú gép
Dunamenti Hőerőmű G2 blokk	Mátrai Hőerőmű I-II blokk
Mátrai Hőerőmű III-V blokk	Paksi Atomerőmű
Tisza II Hőerőmű	Újpesti Kombináltciklusú gép

Forrás: MAVIR

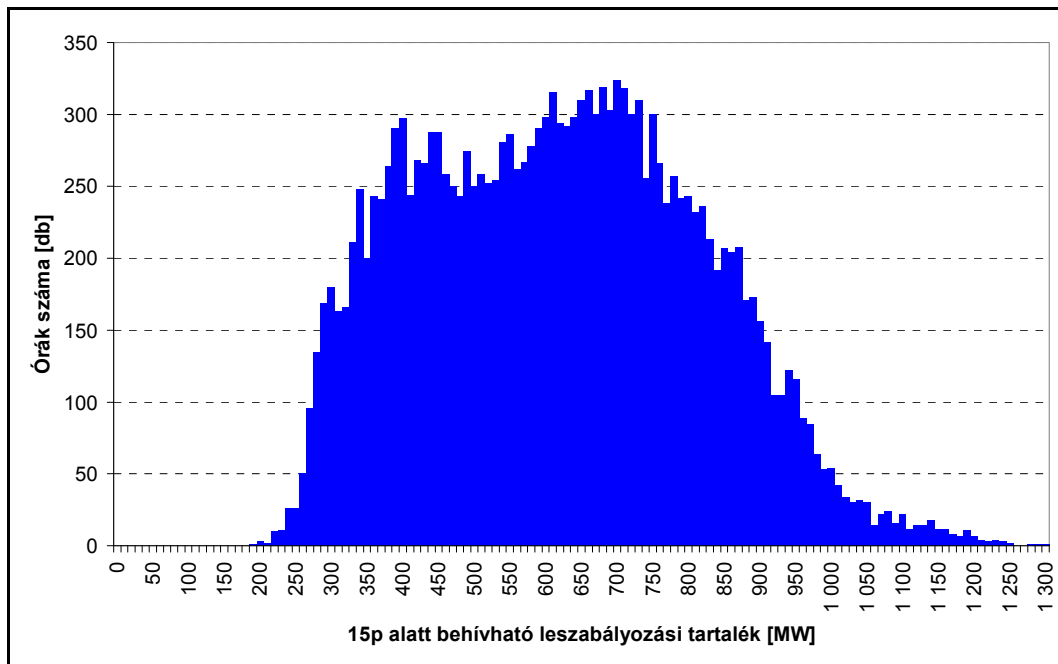
Rendelkezésünkre állnak az egyes erőművi blokkok gépeinek gradiensei (azaz teljesítményváltoztatási sebességei) is, amelyeket a tényleges órás termelési szintekkel és a lehívott leszabályozási kapacitással kombinálva pontosan meg tudjuk határozni, hogy a 14. táblázatban látható termelőegységek 2006-2007 során óránként átlagosan mennyi szekunder és perces leszabályozási tartalékot tudtak nyújtani.

6.1. **Leszabályozási tartalékok 2006-2007-ben**

A 15. ábra a 15 perc alatt behívható, szekunder vagy perces minősítésű leszabályozási tartalékok gradiensekből számított gyakorisági hisztogramját mutatja be. A vízszintes tengelyen a tartalékok nagyságát ábrázoltuk (MW-ban), míg az oszlopok magassága azt jelzi, hogy az adott nagyságú tartalék 2006-2007 során összesen hány órában állt rendelkezésre.

A hisztogram 10 MW-os osztályközökkel készült, így például az 500 MW-hoz tartozó 250 órás értéket úgy kell értelmezni, hogy a vizsgált két év során 250 darab olyan óra volt, amikor a 14. táblázatban felsorolt erőművi blokkokból az MVM által biztosítható maximális leszabályozási tartalékkapacitás órás átlagban 490 és 500 MW között alakult.

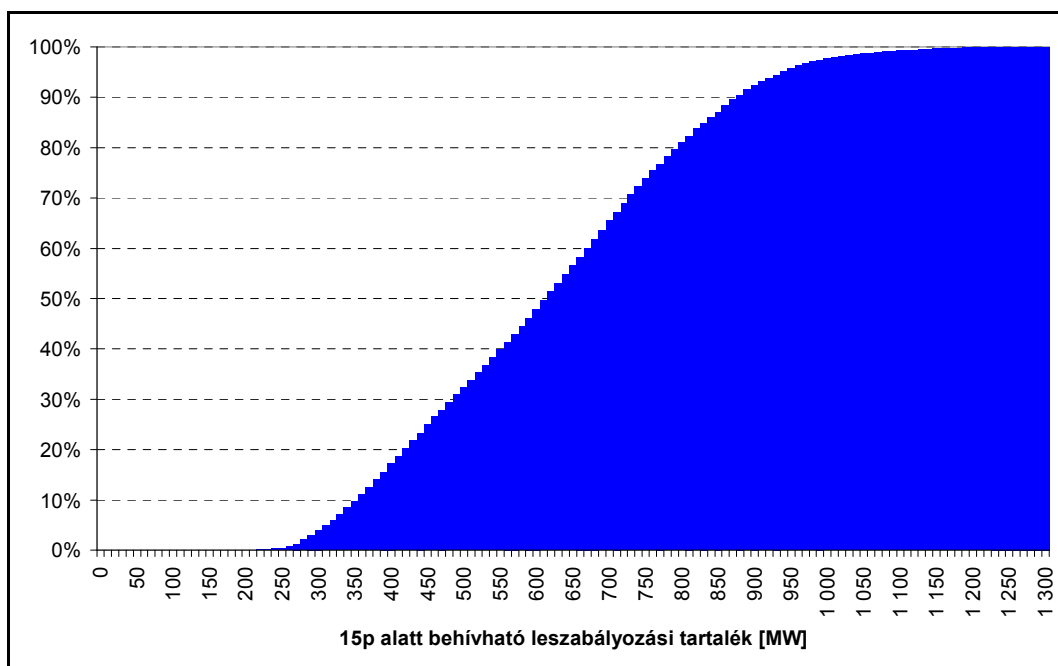
15. ábra: 15 perc alatt behívható szekunder és perces tartalékok számított gyakorisági hisztogramja 2006-2007 során



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

Ugyanezen adatokat kumulált módon is megjeleníthetjük, a 16. ábrán szereplő eloszlásfüggvény formájában. Itt az 500 MW-hoz tartozó 32 százalékos érték értelmezése a következő: 2006 és 2007 során az órák 32 százalékában fordult elő, hogy az MVM által tartaléktartásra felajánlott erőművi blokkok legfeljebb 500 MW leszabályozási tartalék nyújtására lehettek képesek.

16. ábra: 15 perc alatt behívható szekunder és perces tartalékok eloszlásfüggvénye 2006-2007 során



Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

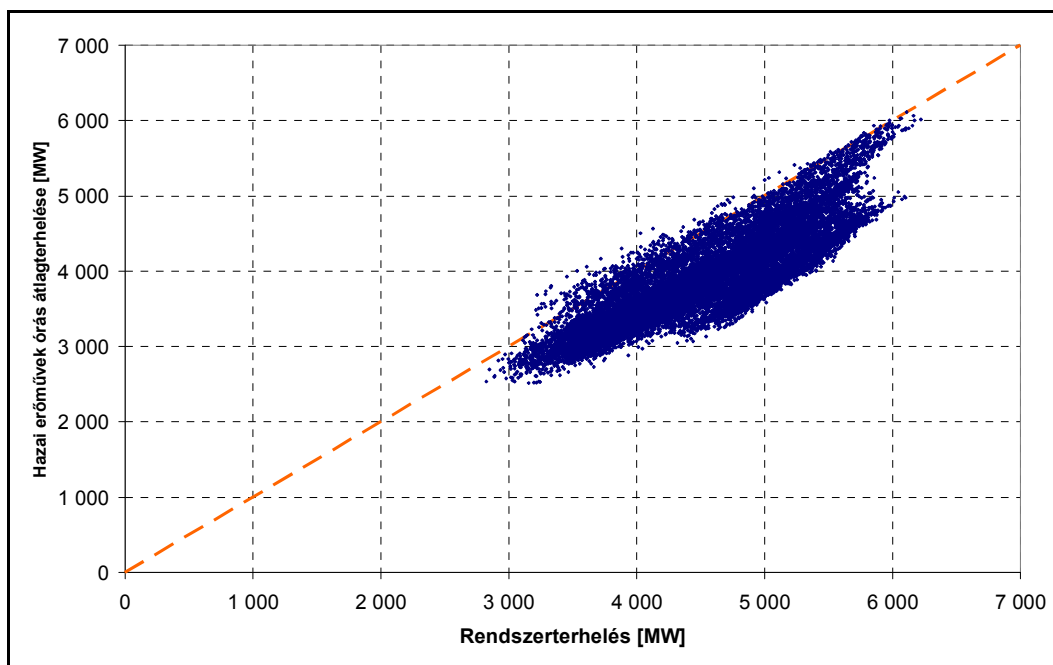
Az ábráról leolvashatók a minimális és maximális leszabályozási kapacitásértékek is (kb. 200 MW ill. 1200 MW). Érdekes külön megemlíteni, hogy a 200 MW-os érték hozzávetőlegesen a Paksi Atomerőmű perces leszabályozási kapacitását jelenti, amennyiben mind a nyolc generátor üzemel. Az ábráról az is látszik, hogy számításaink szerint az esetek mintegy 4 százalékában a 14. táblázatban felsorolt erőművi blokkokból az MVM nem tudta biztosítani az UCTE előírásokban szekunder és perces tartalékok címén együttesen szereplő 300 MW-nyi leszabályozási tartalékot.

6.2. *Leszabályozási tartalékok alacsony rendszerterhelés mellett*

Csakúgy, mint a Paksi Atomerőmű visszaterhelésének vizsgálatakor, most is központi kérdés, hogy a leszabályozási tartalékok rendelkezésre állása milyen kapcsolatban áll a rendszerterhelés nagyságával.

Elméleti megfontolások alapján azt várjuk, hogy magasabb rendszerterhelés esetén a hazai erőművek is magasabb teljesítményen futnak, amit a 17. ábra igazol is. A szaggatott vonallal megjelenített átló az önellátást tükrözi, vagyis amikor a hazai termelés éppen megegyezik a fogyasztással. Látható, hogy Magyarország az idő nagy részében nettó importőr pozícióban van.

17. ábra: A rendszerterhelés és a hazai erőművek termelésének kapcsolata 2006-2007-ben



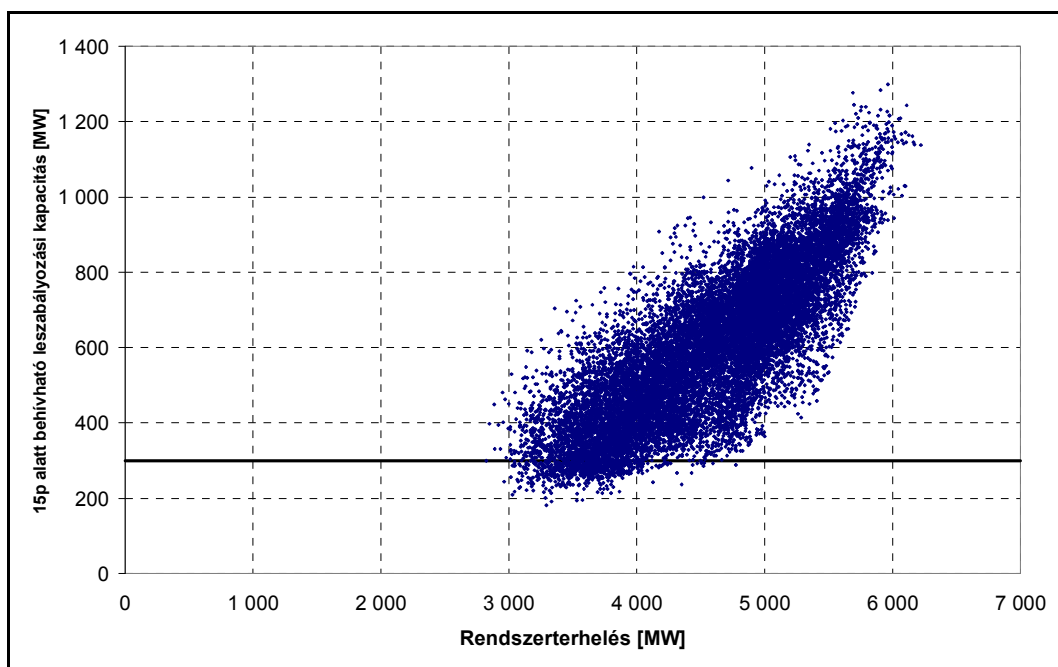
Forrás: MEH adatok alapján saját számítás

Magasabb rendszerterhelés mellett tehát többet termelnek a magyar erőművek, azaz automatikusan több leszabályozásra is képesek. Éppen ezért nagy átlagban erős pozitív kapcsolatot várunk a rendszerterhelés szintje és a rendelkezésre álló leszabályozási tartalékkapacitások nagysága között is.

Ugyanakkor fontos megemlítenünk, hogy a kapcsolat sztochasztikus jellegű, azaz csak hozzávetőlegesen érvényes. Mivel a rendelkezésre álló leszályozási kapacitások mennyisége nem csak az összetermeléstől, hanem a termelés erőművi összetételétől is függ, ezért előfordul, hogy azonos termelésnagysághoz különböző órákban lényegesen különböző leszályozási tartalékkapacitások tartoznak. Ehhez még hozzá kell venni a 17. ábra által bemutatott addicionális bizonytalanságot is, amely abból származik, hogy azonos rendszerterheléshez különböző hazai termelésnagyságok (vagy, ami ezzel egyenértékű: különböző nettó importpozíciók) tartozhatnak.

A rendelkezésünkre álló adatokból a 19. ábrán látható összefüggés adódott a rendszerterhelés és a leszályozási tartalékkapacitások nagysága között.

18. ábra: A hazai rendszerterhelés és a 15 perc alatt behívható számított szekunder és perces leszályozási tartalékkapacitások nagysága



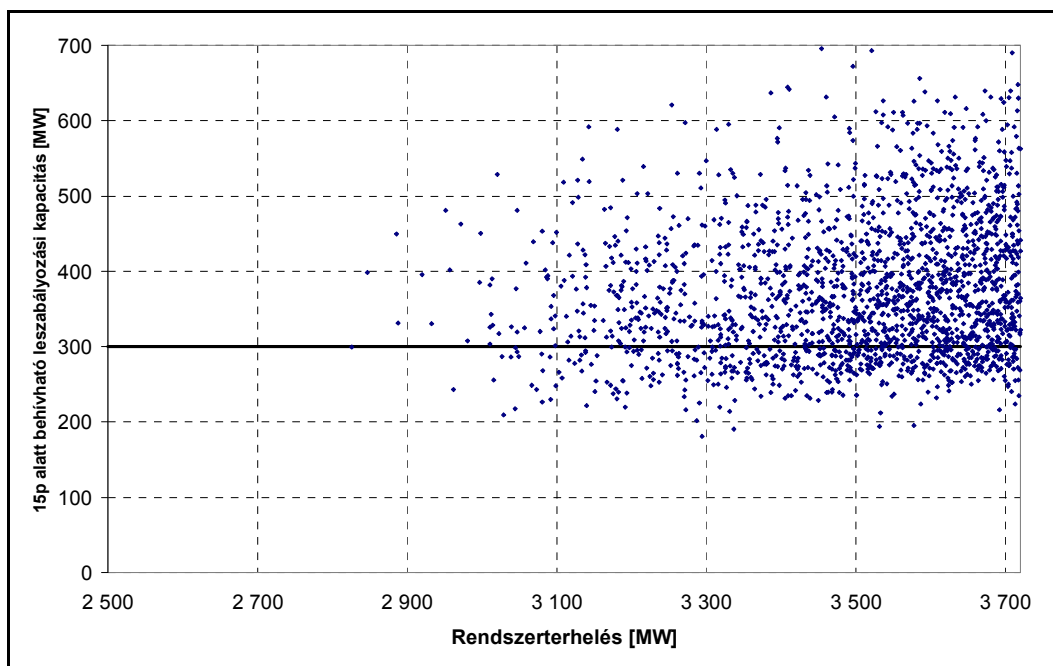
Forrás: MEH és MAVIR adatok alapján saját számítás

Az ábra egyértelműen visszaigazolja előzetes elméleti következtetéseinket, vagyis magasabb rendszerterhelés mellett általában több leszályozási kapacitás áll rendelkezésre, de nem mindig (a kapcsolat jelentős véletlenszerű ingadozást is tartalmaz).

Vastag vízszintes vonallal ábrázoltuk a 300 MW-os UCTE előírást is, amely alá a pontok 4 százaléka esik (amint azt a 16. ábra eloszlásfüggvénye alapján már megállapítottuk). Új információ viszont az, hogy a leszályozási tartalékok elégtelensége többnyire 4200 MW-os rendszerterhelés alatt fordul elő.

Végül vizsgáljuk meg, hogyan alakul a leszályozási tartalékkapacitások elérhetősége a legalacsonyabb 2000 rendszerterhelési órában 2006-2007 folyamán (vagyis 3720 MW-os rendszerterhelés alatt). Ehhez gyakorlatilag „rá kell közelítenünk” a 18. ábra bal alsó sarkára, amit a következő ábrán meg is teszünk.

19. ábra: A hazai rendszerterhelés és a 15 perc alatt behívható számított szekunder és perces leszabályozási tartalékkapacitások nagysága alacsony rendszerterhelés mellett



Forrás: MEH és MAVIR adatok alapján saját számítás

A 19. ábra fontos tanulsága, hogy alacsony rendszerterhelés mellett gyakorlatilag eltűnik a rendszerterhelés és a rendelkezésre álló leszabályozási kapacitások közötti erős pozitív kapcsolat. A két változó közötti determinációs együttható a magasnak számító 0,68-ról a lényegében elhanyagolható 0,02-re esik vissza. Eszerint, míg a teljes kétéves mintában a rendszerterhelés a leszabályozási kapacitások elérhetőségét 68 százalékban magyarázza, addig az alsó 2000 órában már csak 2 százalékos a magyarázóerő.²⁹

Más oldalról megközelítve azt mondhatjuk, hogy bár többnyire alacsony és közepesen alacsony rendszerterhelés mellett figyelhető meg az, hogy az MVM által beajánlott erőművi blokkokból nem biztosítható az előírás szerű 300 MW-nyi leszabályozási kapacitás, ugyanakkor még alacsony rendszerterhelés mellett is az órák 76 százalékában rendelkezésre állnak a szükséges tartalékok.

Nem igaz tehát az az állítás, hogy az alacsony rendszerterhelés egyenlő lenne a leszabályozási tartalékháttal. A helyes következtetés az, hogy megfelelő gazdasági ösztönzőrendszerrel várhatóan gond nélkül biztosíthatók lesznek a szükséges leszabályozási tartalékok a rendszerterhelési minimumokban is. Különösen igaz ez a megállapítás akkor, ha figyelembe vesszük: a felsorolt erőművi blokkokon kívül más hazai termelőegységek is képesek szabályozási energiát nyújtani, amennyiben erre gazdasági ösztönzést kapnak.

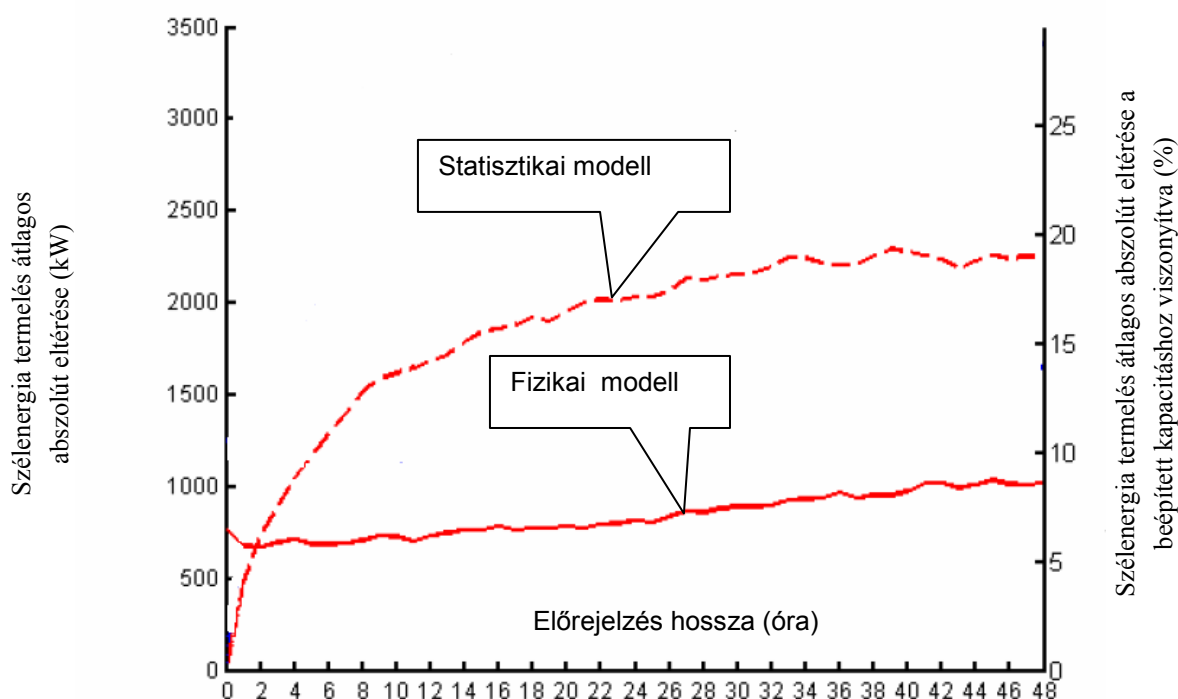
²⁹ 100 százalékos magyarázóerő esetén lenne tökéletesen lineáris a kapcsolat, azaz ekkor esnének az ábrázolt pontok egyetlen egyenes vonalra.

7. A szélenergia vizsgálata

Gyakran elhangzó érv a szivattyús-tározós erőmű megépítése mellett, hogy a növekvő szélerőművi kapacitások veszélyeztetik a rendszer biztonságát, mivel nagyfokú termelésingadozással működnek, és jelentős szabályozási tartalékszükségletük van. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy mennyire előrejelezhető a szélerőművek által termelt energia mennyisége, és különböző mennyiségű beépített szélerőművi kapacitás mellett mekkora mértékű szabályozási energia szükséges a rendszer biztonságos működése érdekében.

A szélerőművek termelésének előrejelzése egyre pontosabbá válik. Az előrejelzések olyan modellekre támaszkodnak, melyek összetett számszerű időjárás előrejelzéseket, szélenergia termelési prognózisokat és statisztikai eszközöket használnak. Ezekkel a szélenergia előrejelző modellekkel a szélerőművek által termelt villamos energiát különböző hibahatárok mellett 5 perctől egészen 48-72 óráig terjedő periódusokra lehet megbecsülni. Kétféle modellt különböztethetünk meg: a statisztikai modellek időszerelemzésre épülnek, míg a fizikai modellek az időjárás előrejelzéseket korrigálják a helyi adottságnak megfelelően. Az előbbi modell típus elsősorban rövid távon bír nagy pontossággal, míg a fizikai modelleknek 2-3 óra után nő meg a pontossága. Ennek oka, hogy mire az időjárás adatokat megkapja az adott szélerőmű üzemeltetője, és ezen adatok segítségével lefuttatja az előrejelzési modelljét, az időjárás adatok már egy 3-4 órával korábbi képet mutatnak. Ezért a szélenergia előrejelző modellek általában ezen módszereket kombinálva használják. A következő, 20. ábra számszerűen mutatja, hogy milyen előrejelzési hibával működik egy tipikus szélerőműpark Németországban, amelynek a teljes beépített kapacitása meghaladja a 11 MW-ot.

20. ábra: Egy németországi szélerőműpark kiadott teljesítmény becslésének átlagos abszolút eltérése

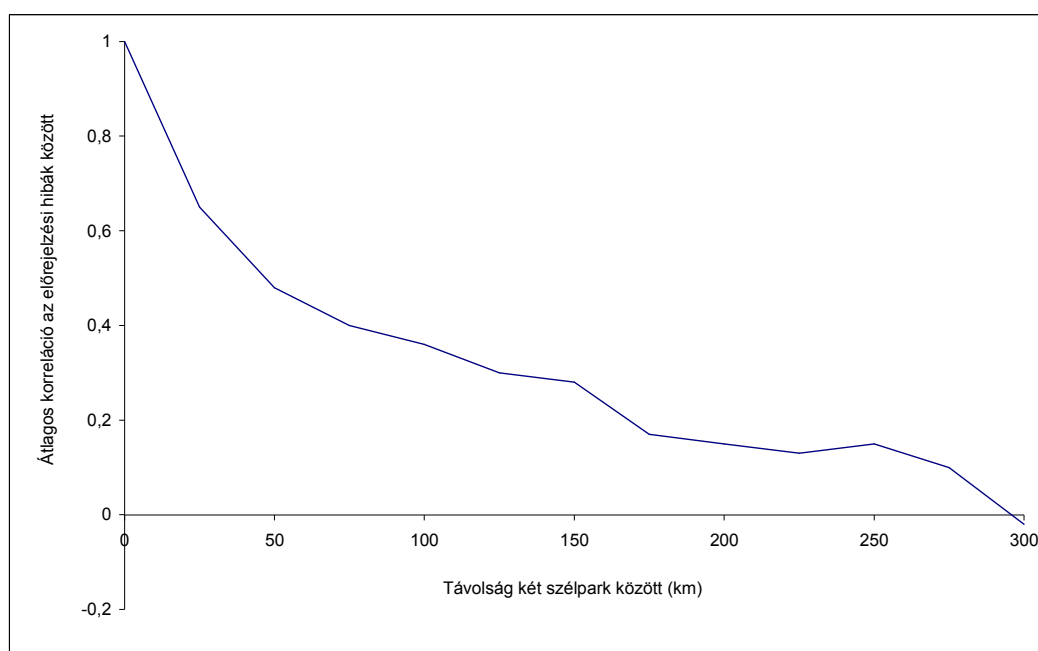


Forrás: G. Giebel, P. Sorensen, H. Holtinnen: Forecast error of aggregated wind power, 2007

A fenti, 21. ábrán látható, hogy ebben az esetben a fizikai előrejelző modellek 5-9 százalékos hibával dolgoznak, míg a statisztikai modellek 0-20 százalékos hibával az előrejelzés hosszától függően. Az EU által támogatott ANEMOS projekt³⁰, amely a szélenergia előrejelzését vizsgálta, rámutat arra, hogy a pontosságot nagyban meghatározza a terület földrajzi adottsága. Összesen 11 különböző előrejelző modellt teszteltek hat különböző területen. Ebből megállapítható, hogy minél összetettebb a földrajzi terület, annál nagyobb az előrejelzés pontatlansága, és a különböző modellek teljesítménye. Míg egyes magashegyi területeken az előrejelzés pontatlansága a $t-1$ -ik órában is elérheti a 20 %-ot, addig a sík vidékeken ez az érték 5 % körül mozog, és még két nappal a tényleges termelés előtt sem haladja meg a 10 %-ot³¹.

Ezek azonban mindössze egy szél erőmű parkra számolt értékek. Ha egymástól földrajzilag messze elhelyezkedő erőműparkokat vizsgálunk, akkor a termelés nem tökéletesen korrelál. Egy 2003-ban elvégzett kutatás 23, Nyugat-Dániában fekvő szélparkot vizsgált meg, arra keresve a választ, hogy a földrajzilag egymástól messzebb fekvő területek között milyen korreláció figyelhető meg az előrejelzési hibákra vonatkozóan. Ennek az eredményét mutatja a következő, 21. ábra.

21. ábra: A korrelációs együttható értéke két szélpark termelés előrejelzésének hibái között a távolság függvényében



Forrás: Boone, A.: *Simulation of Wind Speed Forecast Errors for Operation Planning of Multi-Area Power System*, 2004

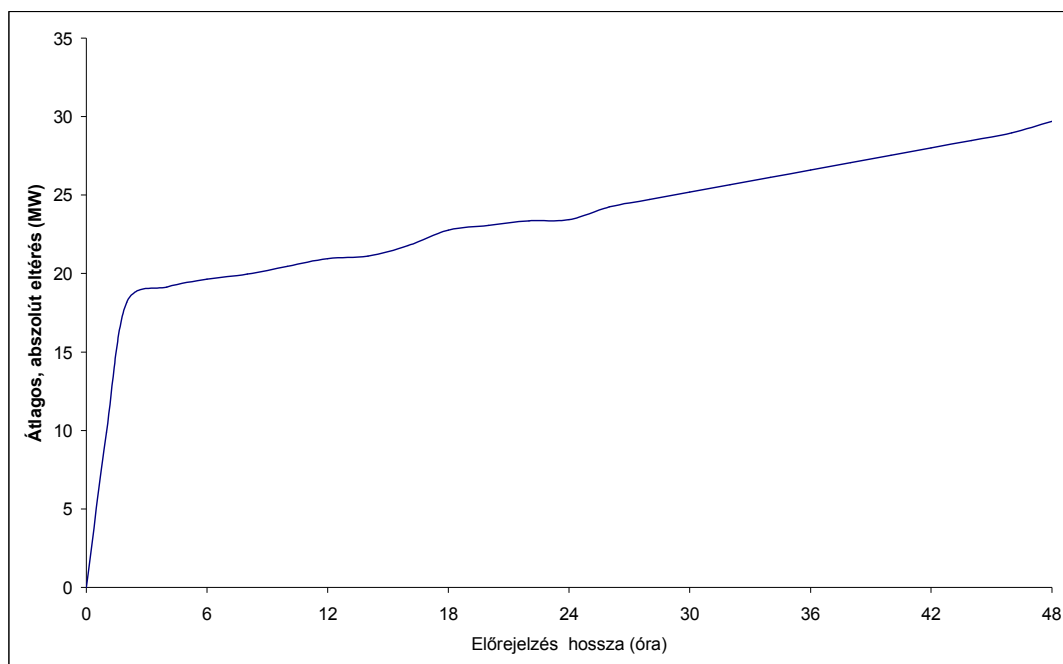
³⁰ A projektről részleteiről az ANEMOS honlapján lehet olvasni, <http://anemos.cma.fr/>

³¹ Az előrejelző modellek jelentősen fejlődtek az elmúlt öt évben, aminek eredménye, hogy az előrejelzési hiba átlagosan a felére csökkent (Lange et al.: Wind power prediction in Germany – recent advances and future challenges. European Wind Energy Conference and Exhibition, Athens)

A fenti ábrán látható, hogy már 50 km-es távolságnál is 0,45 a hibák közötti korreláció, míg 200 km-nél a korrelációs együttható értéke mindössze 0,1. Ezek alapján azt mondhatjuk, hogy ha egymástól távol helyezkedik el két szélerőműpark, akkor az előrejelzési hibák nem függenek össze. Ez a tény igen fontos a szabályozási energia szükséglet szempontjából, mivel egymástól távol elhelyezkedő szélparkok esetén az arányosan szükséges szabályozási tartalék igénye jelentősen lecsökken.

Magyarországra alkalmazva a fent bemutatott eltéréseket 330 MW beépített kapacitás mellett a következőképp alakul az átlagos, abszolút eltérés.

22. ábra: Az előrejelzéshez képest várható átlagos, abszolút eltérés az előrejelzés hosszától függően 330 MW beépített szélkapacitás mellett



Forrás: saját számítás

A fenti, 23. ábrán látható, hogy $t-1$ órában az előrejelzési hiba mindössze 5-8 MW, amely $t-3$ óráig jelentősen növekszik egészen 20 MW körüli értékig, ezt követően azonban mérsékelten növekszik csak az előrejelzési hiba az idő függvényében. Ezek alapján azt mondhatjuk, hogy a szabályozási tartalék abban az esetben, ha az erőművek módosíthatják a menetrendjüket még $t-3$ órában, is mindössze 20 MW körül alakul, amely a 330 MW-hoz képest mindössze 6 %. Ezek alapján a szabályozási tartalék igény mindössze 60 MW körül alakul még 1000 MW beépített szélkapacitás mellett is. Ugyanakkor a 22. ábra egy igen konzervatív becslésnek tekinthető, mivel nem vettük figyelembe, hogy a beépített 330 MW egymástól földrajzilag távol helyezkedhet el, ami jelentősen csökkenti a kiegyenlítő energia iránti igényt.

Összességében elmondható, hogy a szélerőművi kapacitás jelentősen növelhető szivattyús-tározós erőmű építése nélkül is. Ehhez azonban szükséges néhány egyszerű szabályozói döntés meghozatala. Ezek közül az egyik legfontosabb, hogy a

szélerőművek menetrendjüket a tényleges termeléshez minél közelebbi időpontban módosíthassák, akár $t-1$ percig is. Ehhez működő tartalékpiacok szükségesek.