

FOLYAMATOK A HAZAI VILLAMOSENERGIA-IPARBAN CHANGES IN THE HUNGARIAN POWER INDUSTRY

Dr. Kádár Péter

SUMMARY

The infrastructure of energetics became part of our daily life. In this paper we assess the changes of the last decades in the Hungarian power generation industry. We also compare the situation to worldwide trends and analyse the fit to the macroeconomy.

We describe the spontaneous development of the energy monopolies, the contribution of the power industry to the global emission. A decision support optimisation system that helps to choose the right development options, is also introduced. With this tool we demonstrate the feasibility to set up mathematical models to carry out a coherent energy strategy.

The deregulation of the Hungarian power industry, privatisation, control and measures of the state are also mentioned. The role of Power Exchange, the participation of the state in the power system development and some atypical investments are shown, as well.

As a conclusion we can state that the basic tools and structure of the Hungarian power system are conform to the European power industry, however many special features can be found on the level of business operations.

Keywords: Power system, new structures, deregulation, changes in the role of government

JEL Codes: L15, O13, P28, P33, Q42, Q43

1. AZ ENERGIAIPAR JELLEGZETESSÉGEI

1.1. FIZIKAI ALAPOK

Az energiaipar fő termékei közé tartozik a villamos- és hőenergia. Ezek köztes energiaformák, melyeket nem, mint végtermék, hanem más termékekhez, tevékenységekhez, vagy pusztán az emberi lét fenntartásához szükségesek. Fontos, hogy különbséget tegyünk az energiatermelés vagy fogyasztás intenzitása, azaz a teljesítmény és az elfogyasztott energia között. A teljesítmény egy képesség is jelenthet, pl.: egy erőmű, amely nem is működik, de képes, hogy adott időegység alatt bizonyos mennyiségű energiát termeljen (beépített kapacitás). A teljesítmény mértékegysége a kW, MW vagy GW. Magyarország maximális villamos teljesítmény igénye 7000 MW (7GW), ami az európai rendszer több, mint 1 %-át teszi ki. Az energia az, amit megvásárolunk, aminek a mennyisége után fizetünk, vagy amihez az erőművek beszerzik a tüzelőanyagot. Közel ugyanannyit fizetünk érte a háztartási számlákon, ha rövid idő alatt fogyasztjuk el vagy akár alacsony fogyasztású időszakokban többszörös idő alatt (pl.: nyári gázfogyasztás). Az energiát J-ban vagy Wh-ban, energetikai léptékben MJ, GJ vagy kWh, MWh, GWh és TWh-ban szokás mérni. Az angolszász olajipar természetesen használja hagyományos mértékegységeit (pl.: BTU, tOe, barrel). A gáz és villamos-energia mind piacszerkezetében, mind elszámolásában, mértékegységeiben is nagyon hasonlít egymáshoz.

Az energia előállítási technológiák folyamatosan fejlődnek, ma a villamosenergiát víz-, hő- (szén, gáz, olaj, atom), szél-, és nap erőművekben állítják elő nagy léptékben, míg a csak hőenergiát termelő erőművek szerepe a mérsékelt égövön egyre inkább a hő- és villamosenergiát előállító ún. kogenerációs (Cogeneration Heat and Power – CHP) erőművek irányába tolódik el.

1.2. A NAGY HÁLÓZATOK KIÉPÜLÉSE

A villamosenergiát kezdetben az uradalom, vagy helyi technológia ellátására, helyi hálózaton továbbították, osztották el, de a nagy erőműveket már pl.: a szénbányák közelébe telepítették, míg az energiát nagyobb távolságra távvezetéken továbbították a fogyasztási centrumokba. Ebből alakultak ki az országos hálózatok, melyeket később a *kölcsönös kiegészítés* céljából kapcsoltak össze. A kialakuló kontinentális villamosenergia-rendszer nem alkalmas kontrollálatlan, nagytávolságú pillanatnyi *kereskedelmi igények* kielégítésére. Európa nyugati felében kialakult az UCTE (ma ENTSOE) rendszer, illetve a szovjet-keleti blokk. A kilencvenes évek közepén a mai Visegrádi Négyek leváltak keletről, majd a néhány éves kedvező üzemi tapasztalat alapján a nyugati rendszerhez csatlakoztak.

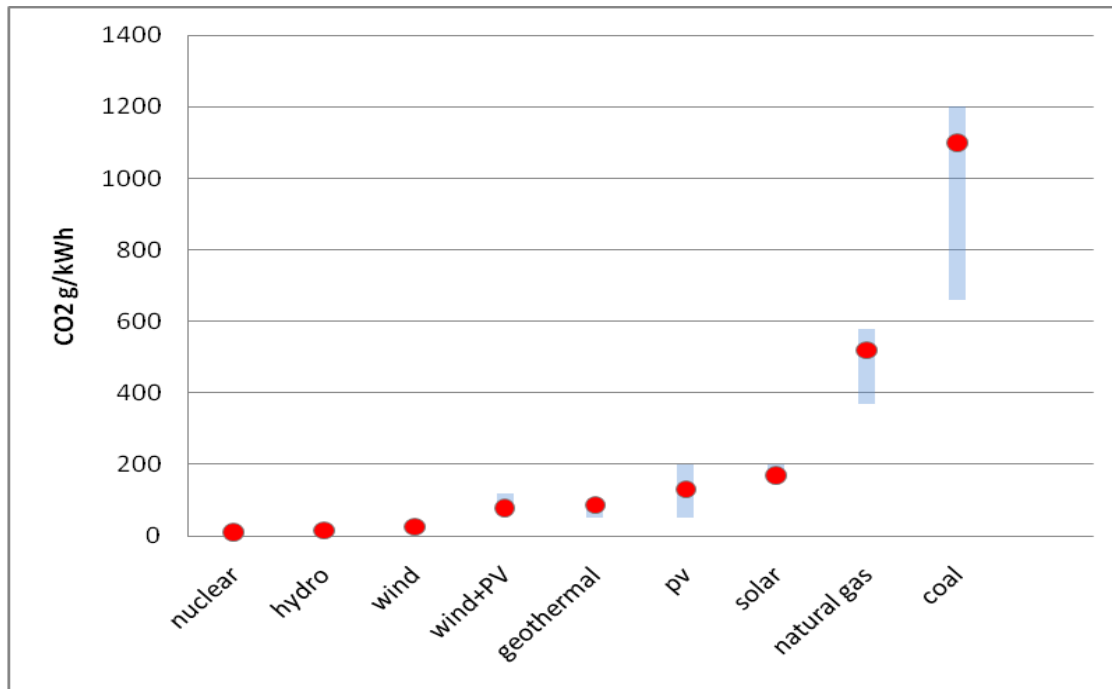
Az energiarendszerek csoportosulása megelőzte a politikai változásokat, mert ezek az országok csak 2004-ben váltak az Európai Unió tagjává. Románia és Bulgária 2004-ben csatlakozott az ENTSOE rendszerhez, míg csak 2007-ben léptek az Unióba. Kísérletek történtek az Észak-afrikai régió és Európai közötti kapcsolat létesítésre, illetve tervezik a Földközi-tengert körülölelő mediterrán gyűrű létrehozását is, de ez az utóbbi évtized eseményeit tekintve egyelőre le került a napirendről. Jelenleg az interkontinentális energiarendszerek létesítése került célkeresztbe.

1.3. ENERGIAIPAR ÉS KLÍMAVÁLTOZÁS

Minden klímaváltozással foglalkozó törekvés ellenére (Rio de Janeiro 1992 – Kyoto 1997 – Koppenhága 2009 – Párizs 2015) a kitermelt fosszilis szén, gáz és olaj tüzelőanyagok (és még ugyan abban az évben a légkörbe kerülő széndioxid mennyisége is) egyre fokozottabb ütemben növekszik. Érdemi csökkenés csak Európában történt, aminek hatását Ázsia és Észak-Amerika lenullázta. A kibocsátók legdinamikusabb csoportja az energiaszektor, melynek részesedése több mint 40 % (IEA 2010.). Ebben a megközelítésben nagy szerep jutna a megújuló alapú energiatermelésnek, de itt is anomáliákkal nézünk szembe. A Németországban kissé túlhajtott megújuló fejlesztések eredményeként a régi típusú ellátásra kiépült hálózat nem képes megfelelően reagálni a hektikus igényekre. A szintén nem az „új energiagazdaság”-ra kiépült támogatási-elszámolási rendszer egyéb fontos energetikai célok elsorvadásához vezet (pl.: hulladékégetés ellehetetlenülése, stb.). Ezért is Németország egyaránt pozitív példa a hazai megújuló fejlesztők körében, de a jelek szerint igen eredményesen példálózna vele a hazai konvencionális termelés támogatói is. Mára mennyiségileg Kína állt a megújuló energiatermelés élére (szél, nap). Az idei év nagy kihívása, hogy az Egyesült Államok új elnöke mennyire fogja vissza a késéssel, de nagy léptékben beindult USA-beli fejlesztéseket, a hagyományos munkaerőt és tőkét igénylő, bizonyos körökben lecsapódó profitú szén, gáz és olaj alapú termelés érdekében.

1. ábra: Hazai fajlagos széndioxid kibocsátási értékek (Power 2010.)

Ez mindenképp rossz hír az Föld jövőjéért aggódóknak, mert szinte minden számítás azt mutatja, hogy a megújuló alapú energiatermelés a berendezések életciklusa során kisebb kibocsátási terhelést jelentenek (externália számítás) és nem kevésbé a mindezt figyelembe vevő fajlagos energiaköltség (Levelised Cost of Energy – LCOE) is itt a legalacsonyabb. Sajnos az össztársadalmi költségek helyett a rövidtávú, csak a pillanatnyi piaci költségeket figyelembevevő fosszilis megoldásokkal kell az új típusú termelő-berendezéseknek versenyezni.

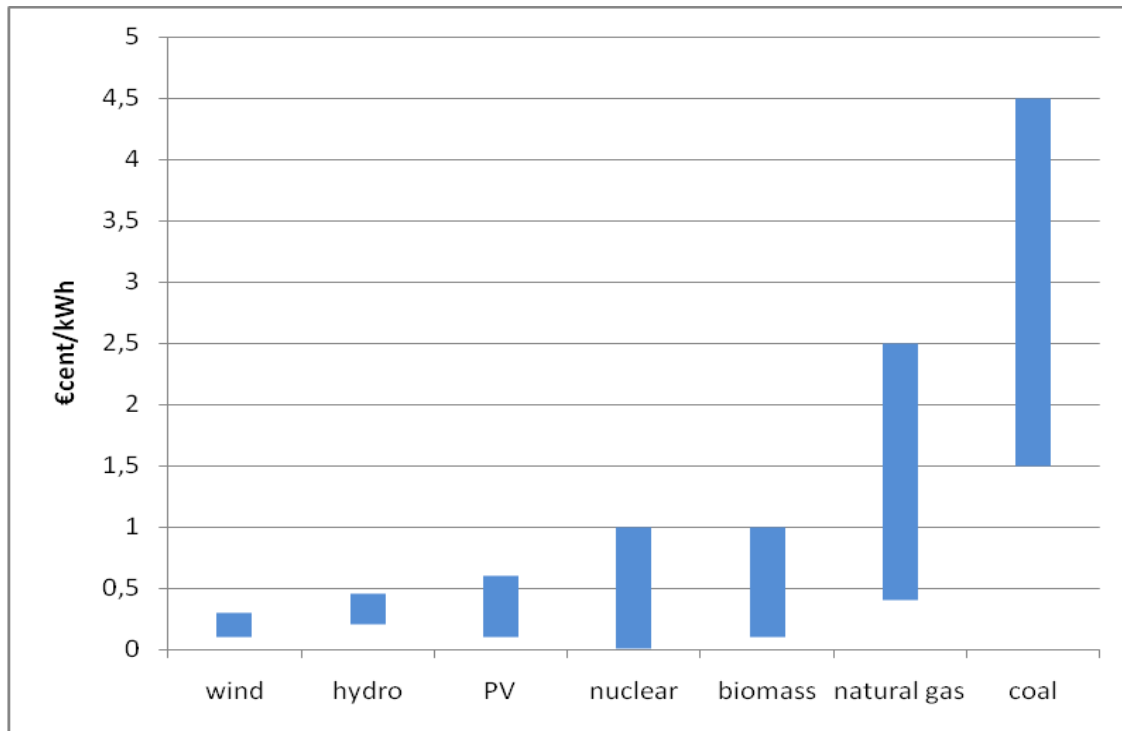


2. ábra: Hazai fajlagos externália-költségek (Power 2010.)

Sajnos még nem jutottunk el oda, hogy egy új létesítmény tervezésekor a teljes életciklusra vetített közvetlen és közvetett költségeket számításba vegyék:

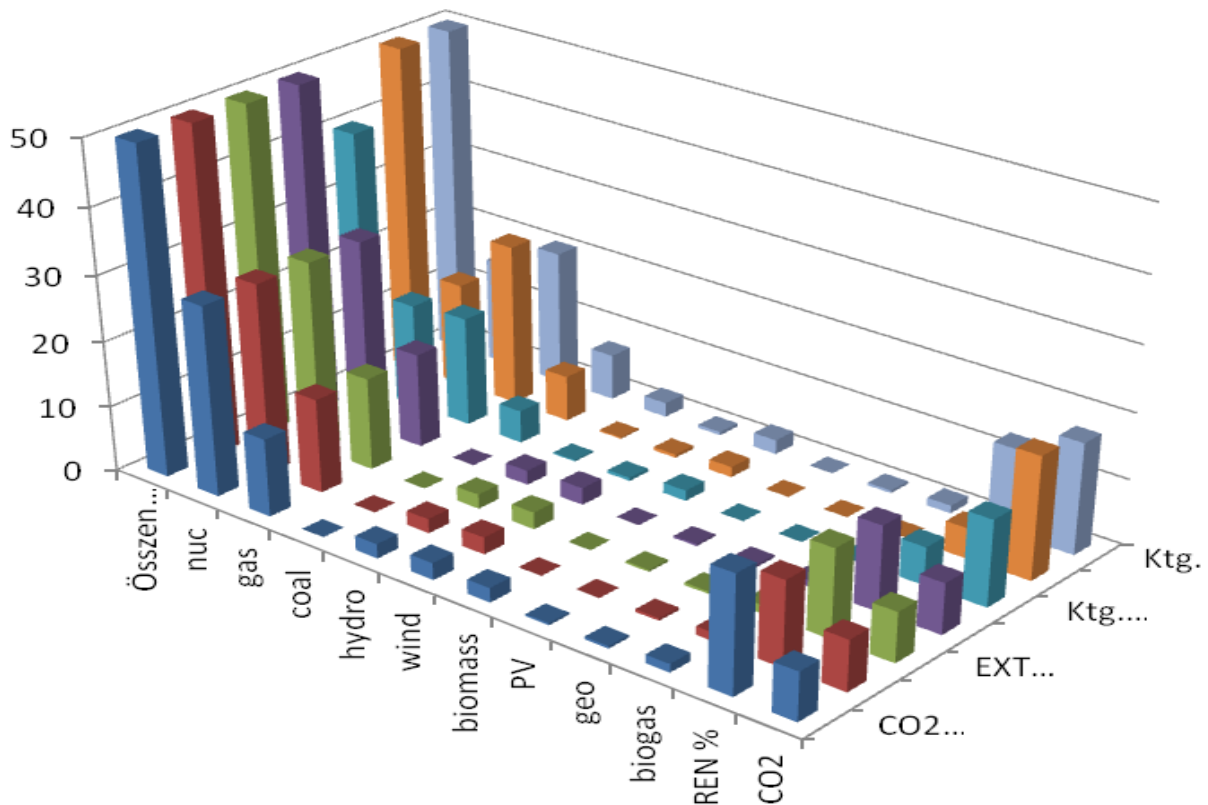
Erőmű költségei = Erőmű létesítés + tüzelőanyag + karbantartás + erőmű elbontása

Mind a hagyományos, mind a megújuló technológiák minden adata, paramétere ismert, így megfelelő szándék esetén nem (lenne) nehéz matematikai optimalizációs modell alapján a döntési alternatívák közül a hosszú távon jó megoldásokat megtalálni. A következő ábrán egy hazai fejlesztésű SOO (Single Objective Optimisation) módszerrel számított alternatívák összehasonlítását látjuk.



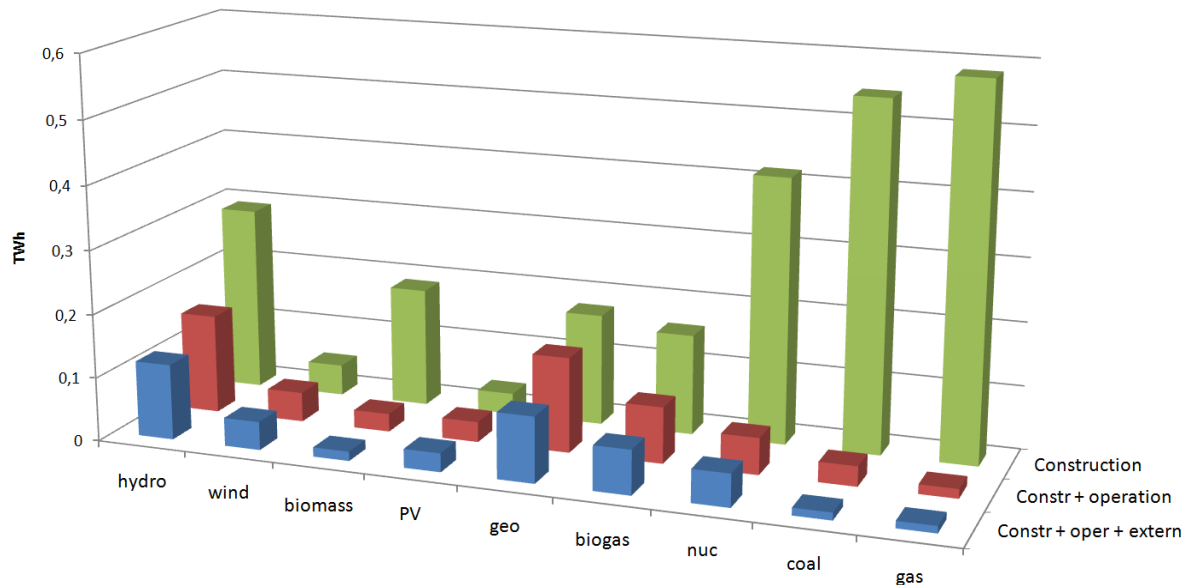
3. ábra: Különböző célokra optimalizált portfóliók (Kádár 2010.)

Az ábra jól mutatja, hogy a meglévő kapacitásokat és a fejlesztési lehetőségeket figyelembe véve (constraints) más lesz az optimális portfólió, ha pl.: CO₂ minimalizálásra törekszünk (első sor), vagy a beruházási költséget akarjuk minimalizálni (leghátsó sor).



4. ábra: Az 1 Millió EUR-ból létesíthető erőművi kapacitás egyenérték (Kádár 2010.)

Az ábrán látható, hogy ha 1 millió Euróból erőművet akarunk építeni, akkor a legnagyobb kapacitást gázerőműből tudjuk építeni. Ha ebből a pénzből a tüzelőanyagot is meg akarjuk vásárolni, akkor a legtöbb energiát megújulókkal tudjuk termelni, a gázerőmű a legdrágább! Hasonlóak az arányok, ha ebből a költségből még az externális költségeket is félretesszük.



1.4. ENERGETIKAI DÖNTÉSEK

Szinte sehhol a világon nem létezik már igazi zöld mezős energiarendszer építés, ahol az ideális és a kor színvonalának megfelelő, tökéletes energiaellátási rendszert felépíthetnénk. Mindenhol van egy működő rendszer, vannak fizikai és egyéb adottságok és egy-egy fejlesztési lépésnél inkább csak alternatívák merülnek fel, pl.:

- Fosszilis **vagy** nukleáris erőművek épüljenek?
- Épüljön-e **vagy** nem új vezeték?
- A profit **vagy** az ellátásbiztonság a fontosabb?
- Koncentráltan **vagy** elosztva termeljük-e (Distributed Generation)?
- Hagyományos **vagy** megújuló forrásokat alkalmazzunk (RENewables)?, stb.

Fontos lenne az energetikai döntéshozatal komplexitásának megtartása, azaz, ne csak szűk látókörű, beruházási döntések alapján történjenek fejlesztések. A döntésnek az alábbi szempontokat is figyelembe kell vennie (ú.n. STEPLE struktúra):

1. táblázat: A STEPLE struktúra

Hogy mennyire csak rész szempontok alapján, parciálisan történnek döntések, arra jó példa a hazai erőműfejlesztés néhány utóbbi évtizede. A nyolcvanas években gigawattnyi tervek készültek a szénbázisú erőművek fejlesztéséről (Bicske, Bükkábrány). A rendszerváltás környékén már gázerőművekből épült volna több GW-nyi kapacitás. Az állam ódzkodó szerepvállalása miatt végül is piaci szereplők néhány gázerőmű fejlesztést hajtottak végre.

A kombinált ciklusú gázerőmű (CCGT) technológia ma a leggyorsabban létesíthető, legkisebb fajlagos beruházási költséggel járó erőműfajta. Megépült a világon az egyik legjobb hatásfokú erőmű Gönyű mellett, majd évekig nem termelt érdemben. Ennek okai a válság okozta regionális energia túlkínálat és a viszonylag magas gázárak voltak.

A napelemes rendszerek világméretű boom-ja előtti az a 2003-as hazai üzleti döntés, melynek eredményeként egy korszerű napelemgyárat (Dunasolar) leszereltek és külföldre eladtak. Azóta érdemben nincs hazai napelem (cella) gyártás.

Szociális tényezők	Munkahelyteremtés; Energia ellátáshoz való jog; Ipari fejlődés egy régióban; Új szakmák megjelenése, meglévő tudás felhasználása, stb.
Műszaki szempontok	Ellátási biztonság; Energia minőség; Termelési- és felhasználási hatékonyság; Szabványosítás, stb.
Gazdasági oldal	Költségek; Energia végfelhasználói ár; Gazdasági növekedés; Megtérülés (ROI); Externáliák; stb.
Politikai megközelítés	Az állam szerepe; Az ellátás elsődlegességének kérdése; Csoport érdekek lobbying; Nemzeti érdekek; stb.
Törvénykezési megfontolások	(Piaci) Szabályozás bonyolultsága; Kontroll mechanizmusok; Ellenőrzött verseny; stb.
Környezeti szempontok	Üvegházhatás; Fel- és elhasznált anyagok mennyisége; Táj átalakítás; Ökológiai hatás; stb.

2. HAZAI ÁTALAKULÁSOK

2.1. AZ ENERGIAELLÁTÁS PIACOSÍTÁSA – A DEREGULÁCIÓ

A mintegy 120 éve megjelenő lokális kis energiatermelők mellé mindenütt belépett az állam, vagy az általa támogatott energiatermelő *monopóliumok*. Ezek az energiatermelés teljes vertikumát lefedték a bányászattól az energielosztásig. Annak rendje-módja szerint mindenhatóak, de nem a legjobb hatásfokkal működő cégek váltak belőlük. Elég, ha a hazai, háború után MVM Tröszt-re gondolunk, amelynek voltak erőművei, tervező intézete, beruházó cége, építő és szolgáltató cégei egyaránt. Előnyeként kell viszont megemlíteni az irányíthatóságot és a közös üzleti érdeket, de emellett számos belső keresztfinanszírozást is működtetett.

Több ipari szolgáltatásban bizonyos tevékenységeket sok kisebb, hasonló cég is tud végezni, mint pl.: reptér- vagy légitársaság üzemeltetés, mobiltelefon szolgáltatás, olajfinomítás vagy az energiaiparban az erőmű üzemeltetés. Egy jogos gondolat, hogy *piaci verseny* esetén csökkenhetnek az árak, a jobb hatásfokú egységek maradnak fenn, és ez jó lehet a fogyasztóknak.

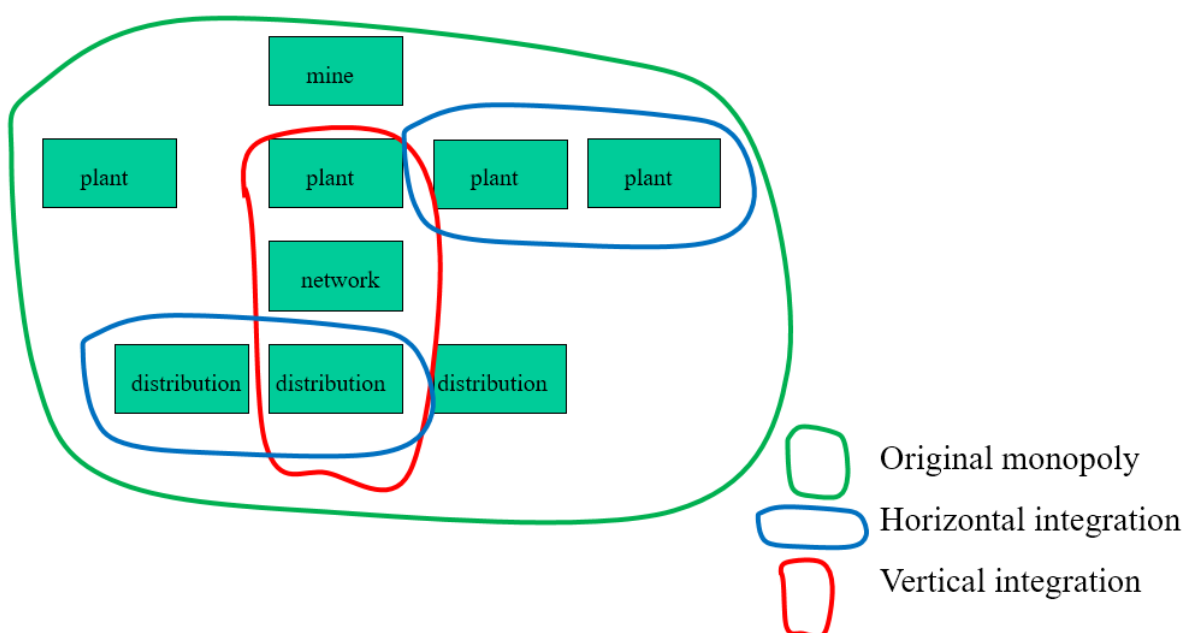
Az egyes ipari szektorokban vannak tevékenységek, melyek párhuzamosíthatók, más esetekben viszont csak kontrolláltan (és diszkrimináció mentesen) lehet hozzáférést biztosítani az iparág **természetes monopóliumaihoz**, mint pl.: a légitársaságokban a légtérhez, vasúti közlekedésben a sínhálózathoz, telekommunikációban a frekvenciasávokhoz vagy villamosenergia esetén a villamos hálózathoz.

Deregulációnak nevezzük azt a folyamatot, melyben a korábbi monopóliumot résztevékenységekre vágjuk, és piaci körülmények között áll vissza az ellátási értéklánc úgy, hogy minden egység meg tud valósítani valamekkora profittermelő képességet.

A villamosenergia-termelés tekintetében létrejön számos *erőművi* cég, megjelennek a *kereskedők*. Az országos és nemzetközi termelést és hálózati üzemeltetést a különleges jogokkal és köteleességekkel felruházott *rendszerirányító* kontrollálja, az energiaelosztást pedig a területi monopóliumokkal rendelkező ún. *hálózati engedélyesek* végzik. A hazai piacnyitás 2003-ban indult, bilaterális energia szerződésekkel, míg a hazai *energiatőzsde* csak 2010-ben nyitott másnapi piaccal.

Ennek megfelelően Magyarországon egy rendszerirányító van (Transmission System Operator – ez a MAVIR). Egy tucat nagyerőmű, 3 elosztói terület tulajdonos van a régi 6 áramszolgáltató helyén, mintegy 100-an végeznek hazai villamosenergia kereskedést, száz fölött van a kiserőművek száma és 10 ezer feletti a Háztartási Méretű Kis Erőművek száma (HMKE). Mindezek mellett a tőzsde (Hungarian Power eXchange) is megnyitotta kapuit.

5. ábra: Deregulációs átalakulások



2.2. A PRIVATIZÁCIÓ

A deregulációtól független, de jórészt velejáró folyamat, hogy a részeire szedett iparág kívánatos elmeit befektetők vásárolják meg, remélve tőlük, hogy minőséget, árhatékonyságot érnek el. Ez történt a legtöbb hazai erőművel (kivétel pl.: a Paksi erőmű), illetve az áramszolgáltatókkal. Miután egyes külföldi (részben állami tulajdonú energiamonopóliumok: E.ON, RWE, EDF) bevásároltak a hazai erőmű és áramszolgáltatók közül, elkezdték a tevékenység racionalizálását, cégek összevonását (merging – tulajdoni körön belül). Az azonos szinten lévő pl.: erőművek és áramszolgáltató összevonását hangzatosan *horizontális integrációnak*, az értéklánc elemeinek összekapcsolását *vertikális integrációnak* nevezik. A végeredmény, hogy a korábbi nemzeti monopóliumokat az idők szava szerint feldarabolták, majd néhány (alig öt) európai monopólium részévé tették. Mindezen túl a rossz hatásfokú, környezetvédelmi normáknak nem megfelelő erőműveket bezárták, ezzel is hozzájárulva a széndioxid kibocsátás csökkenéséhez. Mindemellett jelenleg az erőművi kapacitások szűkössége és a nagyon jelentős villamosenergia importhányad jellemzi a mai állapotot.

2.3. A SZABÁLYOZÁS

A cégek működésének keretét az állami szabályozás (**regulation**), a törvényhozás határozza meg. Ehhez előkészítést a minisztérium(ok) és hatóságok (Magyar Energia Hivatal – ma MEKH) tette meg, majd a Parlament hozza meg a szükséges törvényeket. A törvényalkotás nem elhanyagolható tényezője a hazai és külföldi érdekcsoportok lobbytevékenysége. Az aktuális törvények szerinti működést a Gazdasági Versenyhivatal és a MEKH felügyeli.

2.4. ÁLLAMI BEAVATKOZÁS

A szabályok szerint működő piac részben hozza az elvárt eredményeket: verseny, dinamikus árak, de nem érzékeny a nemzeti- vagy szociális kérdésekre. A kaliforniai energiaellátás a kilencvenes években szinte teljes egészében szabad piaci keretek közt működött, és nagyon jelentős áranomáliák, a fejlesztések elmaradása és spekulációk jellemezték (ENRON botrány). Az elszabadult piac nem valósította meg mindenben a diszkrimináció mentességet, a kiegyensúlyozottságot, ezért az állam beavatkozott a piac működésébe – ezt hívjuk **re-regulációnak**. A hazai ismét jelentős állami szerepvállalás szintén hasonlóan tudható be.

A villamosenergia-rendszer működéséhez számos olyan kapcsolódó szolgáltatás (ancillary services) szükséges, ami a végfelhasználónál nem jelenik meg közvetlenül (pl.: hálózati veszteségek fedezete, rendszer-, feszültség-, hatásos és meddő teljesítmény szabályozás, forgóhideg- és black-start tartalékolás, stb.) Ezek a képességek már, mint termékek jelennek meg az egyes erőművek palettáin, melyekből a rendszerirányító vásárol különböző aukciók során.

Meg kell említeni, hogy a villamosenergia végfelhasználói ára számos országban, évtizedek óta hasonló szerkezetű. Ennek egy kisebb részét teszi ki az összeg, amit az erőmű kap a megtermelt energiáért, ehhez adódik a kereskedői díj, legalább ekkora az ú.n. hálózat használati díj, amely tartalmazza a rendszerirányítás, a hálózatfejlesztés, a veszteségek, az elosztóhálózati költségeket. Ezeken túl többféle adónem terhelheti a végfelhasználói árat.

A hálózat használati díj számításának több sémája ismert, van, hogy az erőművet és a fogyasztót is terheli költség. Magyarországon a “postabélyeg” elv alapján mindenki az elfogyasztott energia arányában fizet, függetlenül az országon belüli földrajzi elhelyezkedéstől. Az összes hálózathasználati díj az elfogyasztott energia mennyiségével arányos.

2.5. VILLAMOSENERGIA TŐZSDE

A világon a PX-ek, azaz power exchange-k száma száznál is nagyobb. A kiforrott technológiájuk mellett fontos, hogy egy likvid piac vagy régió álljon mögötte. Számos kis tőzsde az idők során megszűnt, vagy beolvadt egy regionális tőzsdébe.

A (villamos-) energia tőzsdén a kereskedési jószág az energia – menetrend megadásával, vagy másképpen mondva egy teljesítménygörbe egy adott időszakra. A másnapi (day ahead) tőzsdén tipikusan a következő napra, órás bontásban adják meg, hogy melyik órában mekkora teljesítményt kínálnak, milyen áron. A vevők szintén menetrend alapján keresnek energiát. Az időlépcső esetenként lehet finomabb (pl.: negyedóra), az előretétekintés lehet hosszabb, vagy akár napon belüli (intraday).

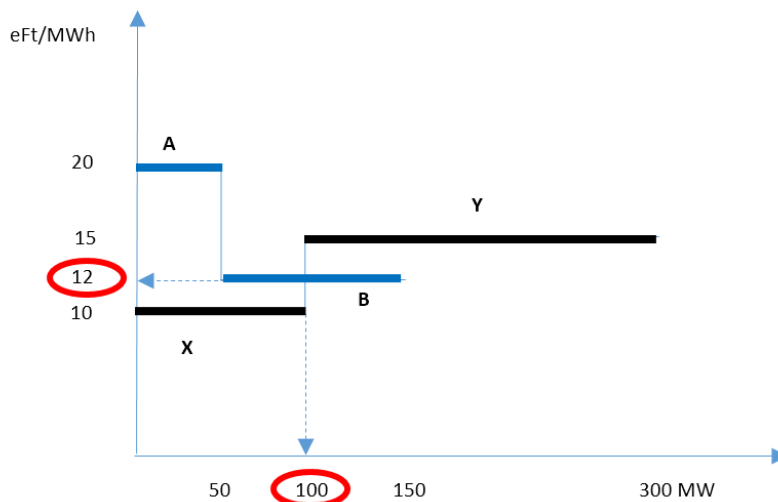
Maga a kereslet-kínálat illesztése a klasszikus Marshall kereszt alapján történik. A másnapi ár, ill. menetrend kialakulásának lépései:

- A következő napot 24 órára szeletelik.
- Minden órára sorba állítják a kínálati kapacitásokat, növekvő ár szerint (X hajlandó 100 MW-ot termelni 10 ezer Ft/MWh árért, Y hajlandó 200 MW-ot termelni 15 ezer Ft/MWh árért)
- Minden órára sorba állítják a keresleti-kínálati kapacitásokat, növekvő ár szerint (A 20 ezer Ft-t is megad 50 MW teljesítményért, B csak 12 ezer Ft-t ad 100 MW teljesítményért)¹
- Felrajzolják a diagramot – kialakul a metszéspont. 100 MW talál gazdára 12 ezer Ft-ért. Erre az órára ez lesz a tőzsdei ár (clearing price)
- A nap összes órájára elvégzik az illesztést, kialakul a napi árgörbe.

¹ 1 órás időtartamban 100 MW teljesítmény 100 MWh energiát jelent, ezért keverhető a MWh és MW

Ha nincsen metszéspont, nem jön létre kötés. Azért, hogy mindig legfeljebb csak egy metszéspont legyen (két függőleges görbeszakasz ne kerüljön egymásra), a függőleges szakaszokat kicsit megdöntik. Egyes tőzsdéken lehetőség van arra is, hogy 0 árral kínáljanak be termelési kapacitásokat abban a reményben, hogy biztosan bevegyék őket a termelők közé, ill. hogy a kialakuló ár elfogadható lesz számára. Ezek a 'must run' erőművek, amelyek rövid leállítása nagyon költséges lenne (szén és atomerőművek).

6. ábra: A tőzsdei árképzés



A tőzsdén különböző napi lefolyású menetrendekkel termékeket árulnak: zsinór (konstans), csúcs termékek, éjjeli 'Moonlight', week-end, etc. A konkrét termékeken túl megjelentek a derivatív termékek, amelyeket főként hedge-elésre használnak.

A tőzsdének egyik fontos szerepe az árindikáció. Ha tartósan magasak a tőzsdei árak, az a bilaterális ügyletekre is át fog terjedni, így kis forgalom mellett is lehet mindennek értelme. Egyes tőzsdéken a fizikailag leszállított termékek tízszeresét is eléri a hosszú távú, spekulatív céllal forgatott termékek forgalma. Magyarországon a tőzsde energia forgalma az ország fogyasztásának nagyságrendjébe esik. Ma már a tőzsdék a virtuális térben működnek.

A termékek leszállítása egy-egy energiarendszeren belül „pool”szemlélettel történik, azaz pl.: Magyarországon bárhol az átviteli hálózatra táplálhat az erőmű, ez a tőzsdén nem jelenik meg. A tőzsdei kereskedés eredményét (holnapi szállítási terv) mind országon belül, mind nemzetközi viszonylatban hálózatszámítással ellenőrzik, azaz a kereskedők által megálmódott tranzakciónak megvannak-e a fizikai feltételei (vezetési kapcsolatok, terhelhetőség, hálózat állapota).

2.6. AZ ÁLLAMI SZEREPVÁLLALÁS

Visszatérő kérdés, egy erőművet az államnak kell-e felépítenie, üzemeltetnie? A rendszerváltás előtt nem volt kérdéses, hogy mind a létesítés, mind pedig a működtetés csakis „népgazdasági” alapokon nyugodhat.

Két évtizede, a piacgazdaság hajnalán hallhattuk, hogy az erőművet a piaci befektetők saját döntés alapján létesítenek, ha úgy ítélik meg, hogy az aktuális szabályozási környezet megfelelő időtávon belül az elegendő profit megszerzését valószínűsíti. Ennek megfelelően több szélerőmű park, néhány gázüzemű blokk és nagyon nagyszámú ún. kapcsoltan hőt és villamos energiát előállító egység jött létre harmadik feles konstrukcióban (ESCO). Ez utóbbiak üzemeltetése a hosszan életben tartott KÁT támogatási rendszernek köszönhetően igen busás hasznot hozott a projekteknek. A KÁT eredeti formájában összemosásra került a megújuló energiák támogatása és a kapcsolt termelés, melynél csak a villamosenergia-termelést támogatták – kikapukat hagyva a hőtermelés hasznosulásának elszámolására vonatkozóan.

Már két évtizede a levegőben van az a mondás, hogy az előbbi erőműtípusok létrehozásánál akár több nagyságrenddel költségesebb atomerőműveknél „fel sem merül” a magántőke szerepe. Ennek oka elsősorban a több milliárd dolláros árakban, illetve a majd két évtizedes megtérülésben is keresendő. Ehhez kapcsolódik a ki nem mondott állami ár- és energia átvételi garancia. Az atomerőművi technológiával együtt lehet élni (ld.: hazánkban három és fél évtizede működik ilyen), de tisztában kell lenni azzal, hogy nemzetközi tanulmányok szerint a projektek több, mint fele jelentősen túllépi a tervezett költségvetést és határidőt (Schneider 2015.; Bulletin 2017.). Mindeközben a megújuló energiák költsége (LCOE) mára már alacsonyabb a nukleáris erőművek költségeinél, amelybe az erőművek bezárása utáni költségeket nem számolják bele (Felsmann et al 2014.). Mértékadó vélemények szerint ez a létesítési költség felének nagyságát teszi ki (Ormai 2009.).

Szokatlan az „okos mérések” (smart metering) kérdéskör kezelése is. Mintegy másfél évtizede a világban megindult egy olyan folyamat, melynek eredményeként a kb.: egy évszázados hagyományos fogyasztásmérőket egy kétirányú, intelligens kommunikációra alkalmas ún. okos mérőre cserélik le. Eddig több mint félmilliárd ilyen mérőt szereltek fel (Smart meter 2016.). Ennek előnye az új technológia olcsóságán túl a fogyasztások jellegének pontosabb ismerete, a fogyasztási szokások befolyásolhatósága a kisebb környezetterhelésű termelés érdekében. Ez tipikusan áramszolgáltatói feladat (hálózati engedélyes) – miként ez itthon is így történt száz éve.

Az okos mérések hazai kipróbálására néhány pilot projektet bonyolítottak le, majd a jelenlegi álláspont szerint a nem lakossági fogyasztóknál egy önálló állami cég fogja ezt a mérőrendszer üzemeltetni.

2.7. ATÍPUSOS BEFEKTETÉSEK

Megoszlanak a vélemények a rendszerváltás utáni nagy privatizáció szükségességéről, de ténykérdés, hogy az összes akkori áramszolgáltató külföldi energetikai konszernek kezébe került úgy, hogy garantált 8 %-nyi eszközarányos profit is volt a vásárolt csomagban. Úgy is tekinthetjük ezt, hogy az eladó fizetett további kamatot a vevőnek, aki persze sok mindent megtett ennek maximalizálása érdekében. Másfél évtized múltán az állami vissza- és bevásárlások szintén nem mérhetők egyszerű befektetési mutatókkal.

A szélerőművek telepítésének két nagyobb hulláma lett volna. Az elsőben kapacitás-létesítési engedélyeket adtak ki zömében külföldi befektetőknek, amelyben a megtérülési időre garantált átvételi árat határozott meg az állam. Ennek keretében külföldi léptékben nem sok, de már számottevő kapacitás jött létre az ezredforduló környékén. A beépített teljesítmény a hazai csúcspotyaszttás kb.: 5 %-a (330 MW). 2016-ban ez az éves fogyaszttás 1,5 %-át termelte meg.² 2010-ben egy kapacitástendert bocsátottak ki 440 MW létesítésre, melyet több mint 3-szorosan túljegyeztek, azaz 1650 MW létesítésére volt befektetői hajlandóság. A tendert visszavonták, azóta sem létesült, sőt a jelenlegi szabályozás szerint nem is igen létesülhet szélerőmű.

A harmadik feles (ESCO) típusú befektetések a kilencvenes évek második felében terjedtek el a kisléptékű hőszolgáltatásban, és ennek keretében mintegy 600 db villamos energiát és hőt kapcsoltan termelő ún. „kogenerációs” egység jött létre. Az első szerződési hullámban számos esetben jelentős aránytalanság állt fenn a befektetői megtérülési idő (<< 5 év) és a fogyasztó pénz-visszafizetési kötelezettsége között (>> 10 év). Mára a két időtartam közelített egymáshoz és előszeretettel alkalmazzák ezt a konstrukciót a közvilágításban kb.: 10 év megtérülési időre kalkulálva.

Magyarország kedvező szoláris besugárzási adottságai ellenére majd egy évtized lemaradást mutat a régióban a napelemes (fotovoltaikus) erőművek telepítése tekintetében. Annak ellenére, hogy a háztartási kategóriát (kb.: 5 kW)³, érdemben nem támogatja az állam, spontán létrejött rendszerek száma a 10 000-hez közelít. Az 50 kW beépített teljesítményű rendszerek zömét közintézmények pályázati forrásból hozták létre.

² Forrás: MAVIR

³ A hivatalos HMKE (Háztartási Méretű Kis Erőmű) létesítési kategória mérethatára 50 kW

Szokatlan, hogy a 10 MW-os nagyságrendű létesítéseket egyéb, fosszilis alapon működő energetikai cégek létesítik célzott adó- és pályázati támogatásból.⁴

3. VÉGÜL

A világban a villamosenergia termelés mennyiségi mutatói rohamosan növekednek. Ehhez rendelkezésre állnak a technológiai megoldások, de számos fenntarthatósági problémával szembesülünk. Sajnos minden erőművi megoldás költséges, területet foglal, környezetet terhel, építésekor és üzeme közben széndioxidot bocsáthat ki. De mi lehet akkor a jó megoldás?

Elsősorban egy paradigmaváltás szükséges, melyben a *„Bárhoz, bármennyit szeretne fogyasztani – mi megépítjük, szállítjuk”* hozzáállást kellene leváltani a *„Kevesebbet fogyasszon, lehetőleg akkor, amikor a termelés kis környezeti hatással jár”* elvre. Egyelőre a meglévő technológiákból kell portfóliót (energiamixet) képezni. A portfólió pedig a kockázatok csökkentése érdekében is legyen sokszínű. Ez az Energetikai Multikultúra. A csak szén, csak atom, csak gáz alapú energiarendszerek mind műszakilag, mind pedig gazdaságilag sérülékenyek.

Fontos hangsúlyozni, nem csak egyféle műszaki megoldás létezik, számos portfólió működőképes lehet hazánkban is. Ezek előnyei, hátrányai és költségei főbb vonalakban ismertek, számíthatók. Mindezek mellett rövidtávon energiahiányra nem kell számítani, bár átmeneti piaci és műszaki anomáliák a szakma jellegéből adódóan bármikor felléphetnek. A hazai energiaszektorban minden hatás és megoldás felbukkant, bár ezek sokszor a világtrendektől eltérő megoldásokat adtak. Szerencsére az utóbbi évtizedekben biztonságos és folyamatos hazai energiaellátásról győződhattünk meg.

⁴ Mátrai Erőmű Zrt., MVM Zrt., – megvalósult; Dunamenti Erőmű Zrt., MOL Solar Investment Kft. – tervek

IRODALOMJEGYZÉK

Bulletin of the Atomic Scientists (2017.): <http://thebulletin.org/global-nuclear-power-database>; 2017.

Felsmann, Balázs and Kádár, Péter and Munkácsy Béla (2014.): A fenntarthatósági szempontok érvényesülése a paksi atomerőmű bővítése kapcsán. Műhelytanulmány (working paper 2014.). BCE – ÓE – ELTE (in Corvinus repository)

IEA (2010.): CO2 Emissions from fuel combustion Highlights (2010 Edition); Online: <http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>

Kádár P. (2010.): Multi Objective Power Mix Optimization, 8th International Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics (SAMI 2010.) Herl'any, Slovakia January 28-30, 2010.

Power (2010.): Study for the Hungarian energy Authority by the Power Consult Ltd.: The externality cost of the electricity production – special focus on the renewable sources, Budapest, 2010.

Mytle Schneider Consulting Project (2015.): The World Nuclear Industry Status Report; Paris, London, July 2015.

Smart meter (2016.): Number of smart meters (electricity, gas & water) worldwide from 2014 to 2020; Online: <https://www.statista.com/statistics/625890/worldwide-smart-meter-deployment/>

Ormai Péter, Hegyháti József (2009.): Merre tart az Európai Unió a nukleáris hulladékok kezelése területén? Nukleon 2009. január II. évf. (2009.)