

Hidrogén szélenergiával történő előállításának lehetőségei

Mayer Zoltán, MET Hidrogén Tagozat

Ajánlás (dr. Kovács Antal Ferenc, elnök, MET Hidrogén Tagozat)

A szerző a 2008/2009. évben szakmérnöki diplomadolgozatában bemutatott témát, elemzést és megállapításokat mutatja be jelen cikkben, kiegészítve a szakterületre vonatkozó néhány további, aktuális gondolattal. A közelmúltban a szakmai és tágabb közvélemény számára a hidrogén-energetikával kapcsolatos egyes tanulmányok, összefoglaló és elemző anyagok, a nemzetközi szakirodalom és információk elérhetősége – részben - megismerhetővé váltak a MET Hidrogén Tagozat honlapján illetve szakmai rendezvényeinken. A nemzetközi szakirodalom megismerése, összefoglalása és elemzése mellett egyre fontosabbá válnak a hidrogén-energetika hazai lehetőségeit tárgyaló, a jövőkép kialakításához hozzájáruló munkák is. A cikk jelentősége, hogy a nemzetközi fejlődési tendenciák alapján konkrét vizsgálatokat végez a hazai lehetséges – alternatív – hidrogén előállítási módok tekintetében, objektíven elemzi a gazdaságossági kérdéseket és bizonyos kitekintést is ad a lehetséges piaci elterjedést illetően. A cikk gondolatébresztő, vitát nyithat a hidrogén-energetika jövőjével kapcsolatos vélemények, ellenvélemények sorában.

Előzmények, háttér

Az utóbbi években egyre sokasodnak azok a – környezeti, gazdasági, társadalmi – tényezők, amelyek egyre inkább sürgetővé teszik, hogy a dominánsan fosszilis energiahordozók felhasználásán alapuló energetikai rendszereinket „megreformáljuk”, új, fenntartható megoldásokat alkalmazzunk. A sokrétű kényszerítő erők részben a megújuló energiaforrások előretörését eredményezték és többé-kevésbé e tendenciához „illeszkedve”, a hidrogén – mint igen sokrétűen használható energiahordozó, köztes energiatároló médium - alkalmazását is. A hidrogén már közel száz éves vegyipari alkalmazásra tekint vissza (pl. ammóniagyártás, finomítók), azonban a hidrogén energetikai célú alkalmazása, azaz közlekedés, villamosenergia-termelés, vagy kapcsolt hő- és villamos energia (CHP) termelés illetve az intelligens villamos hálózatokban betölthető fontos szerepe csak az utóbbi években kapott jelentősebb figyelmet és egyes országokban politikai támogatást is. Ennek következtében már jelenleg is, illetve néhány éven belül a hétköznapi és szélesebb körű felhasználási lehetőségek küszöbéhez érkezhetünk. A még újabb tendenciák szerint a hidrogénnek, mint köztes energiatároló médiumnak, az időben és térben erősen változó módon rendelkezésre álló megújuló energiaforrásokkal való együttes alkalmazása is az érdeklődés tárgyává vált.

A hidrogénről

A hidrogén a legegyszerűbb kémiai elem, tulajdonságai sok szempontból kedvezőek: nem toxikus, nem korrozív, nem rákkeltó, nem radioaktív, nem üvegház-hatású¹, környezetbe való véletlenszerű kijutása során nem okoz semmilyen visszamaradó környezetszennyezést. Égéshője az ismert elemek közül az egyik legmagasabb² (141 MJ/kg - HHV) tömegegységre vonatkoztatva, azonban rendkívül könnyű is, sűrűsége csak kb. 14,5-ed része a – normál állapotú – levegőének, így a térfogategységre³ jutó energiasűrűsége viszont meglehetősen csekély. Igen kicsi maga a hidrogén-molekula és számottevő diffuzivitással rendelkezik, amely tulajdonságoknak a tárolásában, szállításában, és pl. közlekedési célú felhasználásában van fontos jelentősége. Előnyös továbbá, hogy igen gyakori elem, „elvileg korlátlan” mennyiségben rendelkezésre áll; igaz, csak kötött formában, azaz vegyületeiben

¹ Ha teljesen precíznek akarunk lenni, akkor meg kell jegyezni, hogy a hidrogén égésterméke, a víz(gőz) erősen üvegház-hatású gáz, azonban emberi tevékenység nem képes érdemben befolyásolni a légkör vízgőz koncentrációját, még egy „totális” hidrogén-gazdaságban sem.

² A hidrogén tömegegységre vonatkoztatott fűtőértéke közel háromszorosa a benzinének, kb. 2,4-szerese a földgázének, és hatszorosa a metanolénak.

³ A hidrogén térfogategységre vonatkoztatott fűtőértéke kevesebb mint harmada a benzinének, kb. 42%-a a földgázének, és 56%-a metanolénak.

fordul elő, amelyekből számottevő mennyiségű energia befektetésével lehet előállítani a hidrogént (pl. vízbontással 286 kJ/mol). Viszont előállítása igen sokféle módszerrel történhet, akár decentralizáltan, kisebb léptékben, a felhasználása helyén (on-site) is előállítható, és jó hatásfokkal fel is használható.

A hidrogén jelenlegi előállítási módjai

Ahogy már említettük, a hidrogént több mint 100 éve használja a vegyipar, leginkább ammóniagyártás és kőolajfinomítás céljára; sok más, kisebb volumenű vegyipari alkalmazás mellett. (A számottevőbb, energetikai, közlekedési célú előállítás éppen a jelenlegi, küszöbön álló célkitűzés; az olyan speciális felhasználási módokkal most nem foglalkozunk, mint pl. a NASA-nál, több mint 40 éve.) A jelenlegi hidrogén előállítási módok között abszolút domináns (kb. >95%) a fosszilis energiahordozókból történő előállítás [1]. A teljes hidrogén-előállításon belül is ~50%-ot képvisel a földgázból (pontosabban metánból) történő előállítási mód, az ún. gőzreformálási (SMR) eljárással. Ezt a módszert alkalmazzák például Százhalombattán is, a Dunai Finomítóban. Emellett számottevő még a kőolajból történő előállítás (parciális oxidációval, 30%), valamint szénből (szénelgázosítással, 16%). Ezek közös jellemzője, hogy centralizált, nagy üzemek, meglehetősen környezetterhelő eljárások, igen jelentős szén-dioxid kibocsátással és a legfontosabb, hogy szintén véges, dráguló fosszilis készleteket használnak, így csak „cseberből-vederbe jutnánk”, ha a teret nyerő hidrogén-energetikai rendszerekben továbbra is például csak földgázból próbálnánk nyerni a hidrogént. Azonban kétség kívül nagy előnye ezen hagyományos előállítási módoknak, hogy jelenleg ezek a legolcsóbbak, kb. 2-3 USD/kg a hidrogén termelési költségük. A jelenleg legerjedtebb, földgázból SMR-eljárással hidrogént előállító módszerrel járó kibocsátások mértékére jellemző, hogy az America's National Renewable Energy Laboratory (NREL) adatai szerint 1 kg hidrogén SMR előállítása során mindösszesen (tehát a reakció sztöchiometriájából, a hőszükséglet biztosítása érdekében elégetett fosszilis anyagokból, valamint a szükséges villamos energia előállításából) kb. 11,9 kg CO₂/kg H₂ keletkezik. Emiatt egyébként a 2012 utáni időszakban, a nagy mennyiségben folytatott hidrogén-előállítás is az emisszió-kereskedelmi (ETS) rendszer hatálya alá tartozó tevékenység lesz. Ugyanakkor számításaim szerint, a jelenlegi 20-25 €/t CO₂ kvóta-ár bevezetése önmagában csak ~10% körüli költségnövekedést okozna az SMR eljárás hidrogén előállítási költségében, ami nem túl jelentős, nem hozna érdemi átrendeződést a hidrogén-termelési módok között. Még egy – jelenleg - irreálisan magasnak tűnő, 100 €/t CO₂ kvóta-ár is csak +1,2 €-val növelné meg a hidrogén előállításának SMR költségét kilogrammonként. Az SMR módszerrel történő előállítás költségét valószínűleg sokkal inkább meghatározza a metán (földgáz) ára valamint a technológia amortizációs költsége; előbbi biztosan számottevően emelkedik a jövőben, de az SMR-eljárás keretében a földgáz és a hidrogén ára közötti korrelációra vonatkozóan nem sikerült adatot szerezni.⁴

Hidrogén előállítására kis mértékben (~<4%) jelenleg is alkalmaznak elektrolízist, azaz vízbontást, de ennek is igen nagy az energiaigénye és kulcskérdés, hogy milyen forrásból származik a villamos energia, amellyel a vízbontást végezzük. Ennek függvényében, az egyébként „tisztá” energiahordozónak tekinthető hidrogén, a teljes életciklusát tekintve lehet „valóban tiszta”, vagy lehet éppenséggel „szennyező”.

A hidrogén alternatív előállítási módjai

Az alábbiakban a jelen technológiai színvonal mellett szóba jöhető opciókat mutatom be röviden, vagy azokat, amelyekkel kapcsolatosan legalább előrehaladott alap kutatások zajlanak. A felsorolás nem teljeskörű, de ez is rávilágít, hogy mennyi különböző lehetőség jöhet szóba, ami egyben a diverzifikáció és a decentralizáltság lehetőségét is magában hordozza.

- szélenergiával: a termelt villamos energia segítségével vizet bontanak, így nyerik a hidrogént. Részletesebben e módszerrel foglalkozunk a későbbiekben

⁴ Az előállítási költségek „boncolgatása” mellett, természetesen tudatában vagyunk, hogy technikai limitációt jelent, hogy pl. finomítói léptékben (százezer m³/h nagyságrendben) és folytonossággal nem lehet megújuló energiaforrásokkal - pl. szélenergiával - hidrogént termelni; viszont a megújuló energiákkal végzett hidrogén-termelésnek nem is ez lenne a „célterülete”.

- napenergiával: három lehetőség is rendelkezésre áll. Napelemekkel történő villamosenergia-termelés, majd vízbontás. Naperőművekben, termokémiai vízbontás. Katalitikus fotolízis. A költségek még igen magasak, egyes esetekben alap kutatásokra is szükség van. A fotokatalitikus vízbontásra irányuló kutatások az MTA Kémiai Kutatóintézetében is kezdődnek 2009-től
- biomasszából: sok anyag szóba jöhet hidrogénforrásként, pl. a mezőgazdasági hulladékoktól, melléktermékektől, az energetikai ültetvények produkcióján át, egészen a tengeri algapopulációkig. A módszer itt főként elgázosítás/pirolízis, majd a már említett gőzreformálás
- biotechnológiai módszerrel: bizonyos egysejtű mikroszervezetek, megfelelő külső körülmények között hidrogént termelnek anyagcseréjük végtermékeként; a hidrogén gázt ki lehet nyerni a rendszerből. Az így megszerkesztett foto-bioreaktor kis befektetéssel a nap energiáját kihasználva elvileg olcsó hidrogént képes előállítani, de a kihozatali arányokkal még komoly problémák vannak. E területen kutatás a Szegedi Tudományegyetemen is zajlik
- hulladékokból: elgázosítással vagy anaerob fermentálással, majd a korábban is említett reformálással
- nukleáris energiával: is többféle módszer jöhet szóba, mint pl. termokémiai módszerek, magas hőmérsékletű elektrolízis (HTE; tulajdonképpen gőz elektrolízise a magasabb hatásfok elérése érdekében), hibrid módszerek (amely az előző két módszer kombinációját jelenti). E területen is kutatások zajlanak még, de az USA Energetikai Hivatalának „Nukleáris Hidrogén K+F” terve szerint demonstrációs jelleggel 2017-re megvalósítanák a nukleáris reaktorral történő hidrogéntermelést és 2020-2025 között várható a kereskedelmi alapon történő termelés. A nukleáris alapú előállítás elvileg olcsón, nagy mennyiségben tudna hidrogént szolgáltatni; és nem mellékesen az atomerőmű villamos energia termelése is némileg szabályozottabb lehet. A nukleáris HTE eljárással szakirodalmi adatok alapján kb. 2-3 €/kg H₂ költség érhető el [2].

A fenti, alternatív előállítási módok közül a szélenergia alkalmazásával történő elektrolízis a jelenleg leginkább érett, esetenként már alkalmazott eljárás, amelyhez a szükséges technológiai elemek már kereskedelmi forgalomban is beszerezhetőek, tapasztalatok részben rendelkezésre állnak. Ráadásul – nyilván a szélviszonyoktól is függően - a szélenergia segítségével előállított hidrogén költségét illetően van esély, hogy már középtávon elfogadható, esetleg versenyképes szintre csökkenhet. A szélenergia segítségével történő hidrogén előállítási módot az angol nyelvű szakirodalmak „wind-hydrogen” néven emlegetik, ami magyarul „szél-hidrogén” koncepcióként fordítható és találó jellege miatt én is ezt a kifejezést használom a továbbiakban.

Egyes szakirodalmakban a különböző módokon előállított hidrogén, így a szél-hidrogén költsége is megtalálható, de a jelenlegi magyarországi viszonyok melletti – közelítő - költségről korábban nem volt információnk. Egy BME-s energiamednyszer szakmérnöki diplomamunka [12] keretében e közelítő költséget próbáltuk meghatározni, több részalternatívára. A költségadatok ismertetése előtt, bemutatunk néhány olyan konkrét projektet vagy elképzelést, amelyben a hidrogént - részben vagy egészben – megújuló energia alapú rendszerekhez illesztették.

Példák megújuló energiaforrások és hidrogén technológia együttes alkalmazására

A gyakorlatban szél-hidrogén, vagy egyéb megújuló energiaforrás és hidrogén „hibrid” alkalmazásával működő rendszerek már jelenleg is léteznek – demonstrációs projektek szintjén -, amelyek közül néhányat vázlatosan bemutatunk.

A norvégiai Utsira szigetén, az itt található kisméretű (~250 fős) település energiaigényét szeles időben a két (egyenként 600 kW-os) szélerőmű elégíti ki, illetve a rendszerben jelentkező, „többlet” villamos energia segítségével vízbontással hidrogént állítanak elő, amelyet 2400 Nm³ mennyiségben tárolni tudnak[3]. Kevésbé szeles időben a tárolt hidrogént egy hidrogénmotor és egy tüzelőanyag-cella alakítja át villamos energiává. Ily módon a település energiaellátása teljesen autonóm, - elvileg - nem függ külső forrásoktól és a környezetet sem terheli. Az eszközök gyártásától eltekintve, a normál működés elvileg zéró kibocsátású; a közösség kívülről nem zsarolható különböző „energia-fegyverekkel” (lásd gázvíták), a közösség függetlenítette magát a változó – jobbára emelkedő –

fosszilis energiaáraktól, a jövedelmek is sokkal inkább helyben maradnak, mint az import energiahordozók vásárlása esetén. Utóbbi kitétel az adott példára éppen igaz, mert a hazai ipar tudja legyártani a szükséges technológiát is (részben vagy egészben), mivel a világ egyik vezető elektrolizáló gyártója éppen norvég cég.

A szélerenergia segítségével történő hidrogén-termelésben Németország is lát fantáziát. A legutóbbi konkrét projektről kevés technikai részletet lehet tudni, de így is megéri néhány szóban bemutatni. 2009. áprilisában [4] Angela Merkel német szövetségi kancellár, és Brandenburg miniszterelnöke közösen helyezték el az első hibrid erőmű alapkövét Prenzlau-ban. (A hibrid kifejezés itt szél, hidrogén és biogáz kombinációját jelenti.) A rendszer, amely 2010 elején kezdi meg működését, három hagyományos szél erőművel villamos energiát termel, de ha a villamos energia rendszer ezt nem tudja fogadni, akkor elektrolízis alkalmazásával hidrogént állítanak elő, és azt bizonyos mennyiségben tárolni tudják. A hidrogént a későbbiekben például biogázhoz keverik, amellyel a szintén a rendszerhez tartozó biogáz erőműben villamos energiát (és hőt) állítanak elő. A teljes rendszer így, szélcsendes időben is, kb. 6 MW villamos energiát tud biztosítani. (A rendszerhez a jövőben esetlegesen hidrogén üzemanyag-töltőállomás is tartozni fog, a hidrogén üzemű járművek kiszolgálására.)

Egy másik demonstrációs projekt a HARI [5] nevet viseli, a „Hydrogen and Renewables Integration” kifejezés rövidítéseként, és a nagy-britanniai West Beacon Farmon valamint a szomszédos Whittle Hill Farmon valósult meg. E farmokon a HARI projekt megkezdése előtt már több megújuló energiás alkalmazás működött: két darab (egyenként) 25 kW-os szélturbina, 13 kW teljesítményű napelem, és két mikro vízerőmű együttesen ~ 3,2 kW teljesítménnyel; illetve létesült egy 10 kW termikus teljesítményű hőszivattyús rendszer. E rendszert egészítették ki a hidrogén-energetikai megoldással, hogy a farmok energiaellátás szempontjából szigetüzemben tudjanak működni és ezen állapotot vizsgálhassák, értékelhessék. Az újonnan megvalósított hidrogén energia rendszer három fő eleme: egy 36 kW-os elektrolizáló, 2856 Nm³ hidrogén gáz befogadására alkalmas (137 bar-os) tároló, és tüzelőanyag-cellák (2 illetve 5 kW-os). A részletekre is ügyelve, az elektrolízishez szükséges vizet esővíz gyűjtésével biztosítják.

Az EU-ban zajló, eddigi legnagyobb szabású, 9 európai – és két további - nagyvárosban működő, hidrogén tüzelőanyag-cellás busz projekt a CUTE volt (Clean Urban Transport for Europe), amelynek célja kizárólag a technikai megvalósíthatóság és a megbízhatóság vizsgálata, demonstrálása volt; tehát például a környezeti szempontok még nem kaptak elsődleges hangsúlyt. Ennek ellenére a buszflották (3 db FC busz/város) töltőállomásainál előállított (on-site) hidrogéntermelés már így is 56%-ban megújuló energiaforrások alkalmazásával biztosítható volt [6]. Egy másik, közlekedési célú demonstrációs projekt a Norvég Hidrogén Autópálya (Hy-Nor), amelyet 2009. májusában nyitottak meg, és egy közel 600 km-es autópálya szakaszt jelent Oslo és Stavanger között, amelyen hidrogén hajtású járművekkel is lehet közlekedni, mivel a szükséges töltőállomás infrastruktúra kiépült [7]. Az oslooi töltőállomáson vízerőműből származó villamos energia segítségével végzik a vízbontást, így nyerik a hidrogént⁵. E megoldásokkal a teljes hidrogén-értékláncok mentén a környezetterhelés minimalizálható; pusztán a működést tekintve (FC járműben való felhasználást; a gyártás környezetterhelését nem tekintve) kvázi zéró kibocsátás érhető el. Nem mellékesen pedig nincs függőség import energiahordozóktól, a negatív környezeti externáliák mértéke számottevően kisebb.

Meg kell jegyeznünk, hogy a fenti, környezetkímélő hidrogén-előállítási módok reményeink szerint elterjedtek lesznek a jövőben; ugyanakkor a hidrogén-energetika jelenlegi, „korai fázisában” nagyon fontos szerepet kaphat a meglévő, főként vegyipari létesítményekben (pl. klórgyártás) melléktermékeként keletkező (ún. „captive”) hidrogén források. Németországban jelenleg is kb. 500

⁵ A HyNor többi töltőállomásán más és más, jobbára környezetkímélő eljárásokkal nyerik a hidrogént.: pl.: van ahol szélerenergiával és napelemekkel termelt villamos energiával végzik az elektrolízist, van ahol hulladék-égetőben termelt villamos energiát használnak. Van ahol vegyipari melléktermékként keletkező hidrogént lehet tankolni. Van ahol földgázból nyerik a hidrogént SMR eljárással, de CO₂ megkötést alkalmaznak. És van még persze olyan töltőállomás, ahová tartálykocsis szállítással juttatják el a hidrogént; utóbbi nem túl „elegáns” megoldás, de a hidrogén-energetika ilyen korai fázisában ebből is fontos tapasztalatok nyerhetők.

millió Nm³/év (captive) hidrogén keletkezik melléktermékként, vegyipari folyamatokból, amely kb. 300.000 [8] tüzelőanyag-cellás személyautó üzemeltetését tenné lehetővé.) Egy megvalósult példa a captive hidrogén hasznosítására az Akzo Nobel hollandiai gyárában 2008 óta működik; a klórgyártás melléktermékeként keletkező hidrogént PEM típusú tüzelőanyag-cellára vezetik, amely magas hatásfokkal villamos energiát állít elő, és ezt „visszavezetik” magába a vegyipari folyamatba.

A széleenergiával előállított hidrogén közelítő költsége a jelenlegi, hazai viszonyok között

Egy 2009. januárjában védésre került szakmérnöki diplomadolgozatban, a széleenergia segítségével előállított hidrogén – közelítő – költségét igyekeztem meghatározni, well-to-tank szemléletben, amely a „forrástól a tankig” terjedő értékláncot öleli fel, azaz az adott energiahordozó kitermelésétől a felhasználás pontjáig terjedő költséget. Mértékegysége önmagában informatív: Ft/kg, Ft/Nm³, Ft/MJ, USD/kg, stb. A jelenlegi alternatívának tekinthető dízel üzemanyag esetében a well-to-tank, Ft/liter érték az üzemanyagkúton fizetendő összeg, de azzal a fontos különbséggel, hogy a dízel esetében „árát” fizetünk, a hidrogén esetében egyelőre „költséget” számítottunk. (Majd később, a dolgozat well-to-wheel (Ft/km) szemléletben, tüzelőanyag-cellás buszokban történő, tehát közlekedési célú felhasználás költségeit vizsgálta tovább, de ennek részletezése már túlmutatna jelen cikk terjedelmi keretein.) A korábbiakban azért említettük a „közelítő” kifejezést a költségek meghatározásánál, mert a hidrogén technológiáknál (elektrolizáló, kompresszor, tárolás, hidrogén diszpenzer) még számottevő bizonytalanságok mutatkoznak a berendezések áraiban, és a gyártók „nem komoly projekt partnerek” részére nem is adtak ki hivatalos árakat. A szélerőmű létesítési költségei viszonylag jól ismertek, ezzel nincs probléma.

Amellett, hogy a hidrogént elektrolizálóban történő vízbontással állítjuk elő a virtuális értékláncban, ezen belül a dolgozatomban többféle technológiai rész-alternatívát is vizsgáltam, amelyek egyidejűleg költség-alternatívákat is jelentenek. Bár ezek közül egyes megoldások, nevezetesen az „intelligens hálózat” két alosa, a jelenlegi hazai viszonyok mellett természetesen csak elméleti opciók, de a végső költségek alakulásának vizsgálatához hasznosak lehetnek. A fő technológiai megoldáson belül háromféle rész-alternatívát vizsgáltam, melyek közül az egyiknek két altípusa van. Ezen alternatívák megnevezését és leírását a 1. táblázat tartalmazza, a rendszer vázlatos kapcsolási rajza a 1. ábrán látható.



1. ábra: a vizsgált hidrogén értéklánc sémája (a Hydrogenics Co. ábrái alapján)

Összefoglalva: az 1) és 3) alternatíva esetében fizikailag is megépítésre kerül a szélerőmű az elektrolizáló mellett; a 2/A) és 2/B) alternatívák esetében pedig az elektrolizáló villamos hálózatról kerül megáplálásra; e két rész-alternatíva elnevezése tulajdonképpen csak egy-egy villamos energia árra (pontosabban a rendszerünk szempontjából költség-komponensre) utal. A kompatibilitást az

egyek alternatívák között az adja, hogy az 2.) esetekben éppen annyi villamos energiát vételezünk a hálózatról, mint amit az 1) vagy 3) esetben az ismert teljesítményű szélerőmű a magyarországi, közel valós viszonyok között évente megtermelne, ~22%-os kapacitás-tényezővel számítva.

1. Táblázat: a vizsgált technológiai- és költség-alternatívák a hidrogén előállítására

Alt.	Megnevezés	Leírás
1.	szigetüzem	a vízbontáshoz szükséges villamos energiát egy szélerőmű szolgáltatja, amely nincs hálózatra csatlakoztatva, hanem csak hidrogént termel; az elektrolizáló kapacitás így éppen akkora, mint a szélerőműé; a rendszer szigetüzemben működik. $P_{szél} = 2 \text{ MW} = P_{elektroliz.}$
2.	intelligens hálózat	
2/A.	szélerőművel termelt zöld áram vételezés	feltételezzük egy olyan intelligens villamos hálózat meglétét, amelyből szélerőművel termelt („zöld”) áramot vételezünk a szükséges mennyiségben (pl. zöld tanúsítványok rendszerén keresztül). Ekkor hidrogén előállítás és villamos energia termelés egymástól elkülönülten, akár földrajzilag is távol történhet.
2/B	paksi, nukleáris eredetű áram vételezése	feltételezzük egy olyan intelligens villamos hálózat meglétét, amelyből nukleáris erőműben termelt áramot vételezünk, a Paksi Atomerőmű költségszintjén, a szükséges mennyiségben. Ekkor hidrogén előállítás és villamos energia termelés egymástól elkülönülten, akár földrajzilag is távol történhet.
3.	kettős termelés (hidrogén és zöld áram együttes termelése)	a szélerőmű teljesítménye azonos, mint a szigetüzem alternatívánál, a csatlakozó elektrolizáló teljesítménye kisebb. A rendszer az elektrolizáló kapacitásáig – elsődlegesen – hidrogén termel, ha e teljesítményt meghaladja a szélerőmű kapacitása, akkor a hálózatra történik a villamos energia rátáplálás. $P_{szél} = 2 \text{ MW}$, $P_{elektroliz.} = 0,4 \text{ MW}$

A közelítő költségek ismertetése előtt meg kell említeni, hogy bizonyos alternatíváknál „melléktermékek” is keletkeznek, amelyek (elvileg) értékesíthetők, így csökkenthetik a hidrogén költségét. A 3) alternatíva esetében ilyen, bizonyosan értékesíthető melléktermék a „felesleg” villamos energia. Ugyanakkor mindegyik alternatíva esetében az elektrolizáló anódján oxigén is keletkezik, amely elvileg értékesíthető lenne, mert számos szektor használja, pl. egészségügy, vegyipar, haltenyésztés, papíripar, környezettechnológia, hegesztés, villamos energia ipar (oxy-fueling). Ugyanakkor azért csak elvileg értékesíthető, mert itt a tárolásához, szállításához szükséges technológia, különösen a biztonságtechnika, magas járulékos költségeket jelenthet. Elvi síkon maradván, elektrolíziskor 1 kg előállított hidrogén mellett, a másik elektródon 8 kg oxigén keletkezik; az oxigén jelenlegi ára (természetesen voluméntől is függően) ~35 Ft/kg, azaz $8 \times 35 = 280$ Ft-tal, közelítőleg 1 €-val csökkentené - elvileg és durva közelítésben - a hidrogén kilogrammjának költségét, ha a teljes keletkező oxigén mennyiséget is értékesíteni lehetne.

A szél-hidrogén költségkomponensei:

- villamos energia költsége (amennyiben „hálózatról” történik a vételezés)
- a hidrogénforrásként szolgáló víz költsége (és szükséges tisztítása)
- tőkeköltség (annuitással számítva, a teljes beruházási költség alapján)
- egyéb költségek (karbantartás, bérköltség, stb.)
- jövedéki adó, a hatályos szabályozás alapján
- melléktermékként keletkező oxigén értékesítése („negatív költség”, azaz bevétel)
- kettős termelés esetén a hálózatra kiadott villamos energia értékesítése („negatív költség”)

A számítás legfontosabb bemenő paraméterei:

- az elektrolízis energiaszükséglete: 5,2 kWh/Nm³ H₂. (ez az érték magában foglalja az elektrolizálást, a kompresszor munkáját, transzformátor, gáztisztító működését)
- az elektrolizáló egységköltsége: 2500 \$/kW ha közvetlenül szélerőműhöz csatlakoztatható, és 1000 \$/kW ha a hálózathoz csatlakoztatható (szükséges kiegészítő berendezésekkel)

- szélenerómű (2 MW): 2.500.000 € (magába foglalja a gyártás, szállítás, felállítás, engedélyezés költségeit is)
- széleneróművel termelt villamos energia kötelező átvételi ára (a vizsgálatkor): 26,4 Ft/kWh (a „virtuális” 2/A alternatíva esetében ennyiért vételezzük, illetve a 3. alternatíva esetében ennyiért értékesítjük)
- nukleáris alapú villamos energia önköltségi ára (a vizsgálatkor): 9,4 Ft/kWh, ez természetesen csak egy virtuális ár, de a vizsgálatához hasznos
- kettős termelésnél (3. alternatíva esetében): az éves termelt villamos energia 60%-ban H2 termelésre, 40%-ban hálózatra történő értékesítés
- hidrogén tárolás költsége: 130 \$/kg (600 kg-os tároló)
- hidrogén töltőállomás költsége: 480.000 \$ (kevésbé megbízható adat, kiépítéstől erősen függ)
- tőkeköltség számításánál a gazdasági élettartam: 15 év
- tőkeköltség számításánál a figyelembe vett kamatláb: 8%
- egyéb költség aránya: 3%
- alkalmazott valuta árfolyamok: 1 € = 250 Ft, 1 \$ = 190 Ft
- a hidrogén jövedéki adója: a hatályos jövedéki törvény szerint 24,5 Ft/Nm³ (közlekedési célú végfelhasználás esetén)

2. Táblázat: az egyes hidrogén értékláncok beruházási költségei, és az előállított hidrogén közelítő költsége

Költségek	Mértékegység	1. SZIGETÜZEM	2/A INT. HÁL. SZÉL	2/B INT. HÁL. NUKLEÁRIS	3. KETTŐS TERMELÉS
Teljes beruházási költség	eFt	1 681 020	182 020	182 020	921 020
Termelt H2 mennyisége	kg/év	66 563	66 563	66 563	39 938
Well-to-tank költség:					
A hidrogén ára	Ft/kg	3 702	1 927	914	2 358
A hidrogén ára	EUR/kg	14,8	7,7	3,7	9,4
A hidrogén ára	Ft/Nm ³	332	173	82	212
A hidrogén ára	Ft/MJ	30,8	16,1	7,6	19,7

2008-ban egy TDK dolgozat [13] is foglalkozott a szélenergia segítségével előállított hidrogén költségének meghatározásával. Ez a TDK dolgozat az eddig hivatkozott szakmérnöki diplomaterv 3) alternatívájához hasonló értékláncre 2142 Ft/kg-ban állapította meg a hidrogén költségét. A két tanulmány készítői, sem témavezetői nem tudtak egymás munkáiról, függetlenül készültek, de az eredmények jól közelítik egymást.

A táblázatban megadott teljes költségeken belül, a fent részletezett költségkomponensek arányáról a következő mondható el:

- a 3. (kettős termelés) és különösen az 1. (szigetüzem) alternatíva esetében abszolút domináns a tőkeköltség. Szigetüzemnél 70% körüli a hidrogén árának a tőkeköltség. Ez nem kis részben annak köszönhető, hogy ezekben az esetekben a szélenerómű telepítésére is szükség van a projekt keretén belül, ami önmagában jelentős költségtétel; másrészt a széleneróműhöz csatlakoztatható elektrolizálók fajlagos költsége is – elvileg - jóval magasabb, mint a villamos hálózathoz csatlakoztathatóké (bár ezzel kapcsolatosan a későbbiekben még fontos megjegyzést fűzök)
- a jövedéki adó mértéke fix összeg (Ft/kg, Ft/Nm³), de az eltérő hidrogén-előállítási költségek miatt a jelentősége is más és más az egyes technológiai részalternatívák esetében. A sziget-üzem esetében (1) a nagyon magas hidrogén előállítási költség miatt csak 5% körüli a jövedéki adó „jelentősége”, a kettős termelésnél ~8%. Viszont számottevő költségtétel már az intelligens hálózatok használatakor: (2/A) esetben ~11% illetve (2/B) esetben ~20%. Mivel az előállított hidrogén (tömeg)közlekedési felhasználásában gondolkodtam tovább, ezért kellett a hidrogén jövedéki adójával is számolnom; azonban nem minden hidrogén felhasználási mód esne a jövedéki adó hatálya alá

- „villamos energia költsége” az 1. (szigetüzem) és 3. (kettős termelés) alternatívák esetében, mint költség-komponens nem jelenik meg, mivel ezt esetükben a szélerőmű tőkeköltsége reprezentálja. Sőt, a kettős termelés (3.) esetében a „villamos energia költsége” negatív, azaz bevételként jelenik meg az elektrolízishez nem használt villamos energia hálózatra táplálása. A hálózatot használó két részalternatíva esetében a vételezett villamos energia a meghatározó költségtétel a hidrogén árában: (2/A) esetben ~61%, (2/B) esetben ~37%
- az „egyéb költségek”, mivel az egyszeri beruházási költségekkel függenek össze, így kis jelentőségűek az – egyelőre teoretikus - intelligens hálózatot használó (2/A, 2/B) alternatíváknál, de számottevőek ~12-18% a szigetüzemnél és kettős termelésnél
- az inputként szolgáló víz ára, még egy előzetes RO víztisztítást is figyelembe véve, gyakorlatilag elhanyagolható (<<1%) tételt képezne a hidrogén költségösszetevői között.

Nemzetközi kitekintés

A USA Energiaügyi Hivatala (DOE), Hidrogén Programjában komolyan foglalkozik a hidrogén szélerőenergia felhasználásával történő előállításával, költségeinek jövőbeni alakulásával. A US-DOE „Wind Energy and Production of Hydrogen and Electricity – Opportunities for Renewable Hydrogen” című tanulmánya[11], egy energiaipari céggel (Xcel Energy) együttműködve készült, így valós bemenő adatokon alapul, és a fent részletezett diplomadolgozat, „intelligens hálózat” alternatívájához nagyon hasonló szél-hidrogén rendszert vizsgált, a végső hidrogén költség tekintetében. Az elektrolizálókat itt a szélfarmoktól földrajzilag távol, a hidrogén felhasználás helyén kerülnének virtuálisan elhelyezésre, így a hidrogén szállítás, elosztás teljesen kiküszöbölhető. A „fiktív” elektrolizálókat a meglévő három szélfarm bármelyikétől kapott jel alapján kezdenék meg a működésüket; nevezetesen arról a három nagy szélfarmról, amelyektől az Xcel Energy ténylegesen vásárolja a villamos energiát. A szélviszonyok e farmokon kedvezőbbek, mint a hazai viszonyok, ugyanis 7,5-8,5 m/s átlagos szélebségek a jellemzők. Emellett a tanulmány mindössze 0,038 \$/kWh beszerzési árral számol, amelyet az Xcel Energy fizet a szélerőművel termelt villamos energiáért; ez a legjelentősebb különbség, ugyanis ez jóval kisebb ár, mint amivel Magyarország esetében számolhatunk! E tanulmány rövid, közép, és hosszú távon vizsgálta az így előállított hidrogén költséget, amelyeket a 3. táblázatban foglalunk össze, ugyanitt megadva a US-DOE vonatkozó költség-célkitűzését, valamint egy másik releváns szakirodalom szerinti költségeket. A könnyebb összehasonlíthatóság érdekében Ft/kg és Ft/MJ egységben is megadjuk a költségeket (utóbbinál a hidrogén fűtőértékére (LHV) vonatkoztatva).

3. táblázat: a hidrogén előállításának költsége a vizsgált projekt esetében, a US-DOE általános célkitűzése a hidrogén előállítási költségére nézve, valamint a hidrogén megújuló energiával történő előállítási költsége egy másik releváns szakirodalom alapján

	rövidtáv jelenleg – 2010-ig	középtáv 2010-2020	hosszútáv 2020- 2030 (best option)
US-DOE NREL – Xcel Energy közös tanulmány[10]	4,03 \$/kg (765 Ft/kg) (6,3 Ft/MJ)	2,8 \$/kg (532 Ft/kg) (4,4 Ft/MJ)	2,33 \$/kg (442 Ft/kg) (3,6 Ft/MJ)
US DOE célkitűzés 2015-re*	2-3 \$/kg		
Elektrolízis napelemmel (PV) nyert villamos energiával**	28 \$/kg	5-6 \$/kg	--
Elektrolízis szélerőműből nyert villamos energiával**	7-7 \$/kg	3 \$/kg	--

* adózatlanul, 2005. évi \$-értéken, a felhasználás helyén (előállítás módjától függetlenül)

** forrás: Oláh György: Beyond oil and gas – the methanol economy

A táblázatból megállapítható, hogy a 2010-es évek közepére-végére a szélenergia segítségével előállított hidrogén költsége lecsökkenhet a US-DOE által megadott általános célkitűzés szintjére, azaz egy versenyképesnek tartott szintre. Ha az USA-ban valóban sikerül megvalósítani 2010-es évek közepére a 2-3 \$/kg költségű szél-hidrogén termelést⁶, akkor ez azt jelentené, hogy némileg olcsóbbá is válna, mint a benzin, amelynek jelenlegi ára ~2,6-2,9 \$/gall. Szerencsés módon egy gallon benzin energiatartalma – 1-2% pontossággal – éppen annyi, mint egy kg hidrogéné, így az említett árak átváltás nélkül is összevethetőek. Mindez a well-to-tank (\$/MJ) költségek szintjére igaz; ha well-to-wheel (\$/km) szinten, a végfelhasználás magasabb hatékonyságát is figyelembe vesszük a hidrogén esetében, amely minimum kétszeres például a tüzelőanyag-cellás járművek esetében a belső égésű motorokhoz képest, akkor egyre javulna az esély, hogy a jóval drágább tüzelőanyag-cellás jármű költségét ez „kompenzálja”, és összességében is versenyképes alternatívává váljon, pl. a közlekedés terén. Egy másik megközelítésben, a 2015-re várt, 2-3 \$/kg-os szél-hidrogén ár azt is jelenti, hogy pl. az akkorra várható magyarországi földgáz árnál (Ft/MJ) várhatóan jóval olcsóbb lesz az USA szél-hidrogén költsége.

Megállapítások

A vizsgált szakirodalmak és pilot projektek áttekintése után elmondható, hogy a szél-hidrogén koncepció technikailag már most is kivitelezhető, biztonságos, berendezési kereskedelmi forgalomban kaphatóak; bár még nyilván nem tekinthető egy érett, optimalizált rendszernek. Egy fenti méretű értéklánc (2 MW szélerőművel) közlekedési célú hidrogén termelése a rövidtávon várható pilot projektek keretében még túlzott mértékű lenne: 6-9 db üzemanyag-cellás buszt lenne képest ellátni (180 km/nap/busz, 365 nap/év menetteljesítmény, és a buszok jelenlegi, még szintén nem optimalizált hidrogén fogyasztása mellett is).

A szél-hidrogén költsége a 2. Táblázatba foglalt eredmények alapján még igen magas azon alternatívák esetében, amikor a teljes rendszer, azaz a szélerőmű is fizikailag telepítésre kerül. Összehasonlításként a benzin és a dízel üzemanyag well-to-tank ára rendre kb. 9,5 és 7,7 Ft/MJ, a jelenlegi 300 Ft/liter benzin, és 277 Ft/liter dízel ár mellett. (Tehát ez ráadásul ár, nem pedig költség.)

Természetesen a 2/B) alternatíva, azaz nagyon olcsó villamos energia vételezés esetén (nevezetesen a paksi erőmű – vizsgálat idejében hivatalosan elérhető – önköltségi árán történő villamos energia vételezéssel) történő hidrogén előállítás már most is versenyképes lenne Ft/MJ-alapon, persze ez fiktív lehetőség. Részben amiatt nevesítettem mégis (így) ezt az alternatívát, mert jelen cikk szerzője is tolna megyei, és bár ez némi elfogultságot jelent, de nyilván nem lenne ellenére, ha az „otthoni” Paksi Atomerőmű, mint a hazai energetika egyik meghatározó szereplője, felvállalna egy hidrogén demonstrációs projektet, azaz vállalna részben a kiépítését és pl. mélyvölgyben olcsó villamos energia ellátását egy elektrolizálónak illetve a hozzá kapcsolódó infrastruktúrának, amely a végfelhasználást is jelenti.

Az intelligens hálózatról történő vételezés – egyelőre fiktív - alternatívái tehát Ft/MJ alapon nem beláthatatlanul drágák. Sőt, emellett figyelembe kell venni, hogy ha a közlekedési célú végfelhasználás történik, akkor a hidrogén üzemű tüzelőanyag-cellás (FC) jármű hatékonyságát durván kétszeresnek vehetjük a mostani benzines vagy dízel ICE járművekhez képest, azaz MJ/km tekintetében feleannyi energia szükséges az FC jármű esetében. Viszont ez azt is jelenti, hogy vagy a benzin/dízel üzemanyagok Ft/MJ értékét duplázzuk, vagy a hidrogén költségét felezzük, és ekkor hasonlítjuk össze az adatokat. Ebben az esetben a 2/A alternatíva mellett, még akár a 3) kettős termelés alternatíva költsége is közel „versenyképes” lehetne. (Persze itt nagyvonalúan nem foglalkoztunk az FC járművek jelenleg még sokkal magasabb bekerülési költségével, vagy a hidrogén infrastruktúra kérdéseivel. Itt tehát a teljes értéklánc mentén, azaz közlekedési felhasználás esetén well-to-wheel

⁶ A nagy léptékű, akár több száz MW nagyságrendű, szélenergiával történő hidrogén termelés lehetőségének vizsgálatára természetesen nem ez az egyetlen példa. A nagyobb cégek közül ki lehetne még említeni a GE Global Research (2003.): „Large Scale Wind Hydrogen Systems” című tanulmányát, amely nagyjából szintén az említett költség-tartományba határozta meg a hidrogén költségét: ~3,5-8,5 \$/kg, de a hidrogén felhasználástól igen távoli szélerőmű telepítésekkel is számolt (emiatt ilyen széles a költség-tartomány).

(Ft/km) koncepció alapján kellene számítani a költségeket, amely túlmutat jelen cikk keretein. Most elsődlegesen a hidrogén előállítás lehetőségeire fókuszálunk, de egy alapos vizsgálatnak nyilván a teljes értéklánra ki kell terjednie.)

Az egyik fontos konklúzió tehát, hogy nem feltétlenül kellene a hidrogén termelőjének a teljes értéklánban gondolkodni, hanem megfelelő feltételek (ár, technikai feltételek, kapacitáskihasználtság, stb.) fennállása esetén a hálózatról vételezett zöld (szélerőművekből származó) villamos energiát is használhatna, mert így adott esetben sokkal kedvezőbb költségen lehetne hidrogént előállítani. Hasonlóan fontos érv, hogy a hidrogéntermelést a villamos energia rendszer (VER) szabályozására is fel lehetne használni, hiszen a Magyar Energia Hivatal egyik legfrissebb tanulmánya[9] szerint is: *„...a jelentős mennyiségű kötelező átvétel, illetve a magas atomerőművi részarány miatt alacsony terhelés mellett kifejezetten leszabályozási problémái vannak a magyar villamosenergia-rendszernek”*. Ha nem egyetlen hidrogén demonstrációs projektben gondolkodunk, hanem kissé kiterjedtebb hidrogén előállításban, akkor a decentralizáltan elhelyezkedő elektrolizálók esetleg érdemi negatív szabályozási kapacitást jelenthetnének; persze ez esetben is végig kellene gondolni és megvalósítani a termeléshez illeszkedő végfelhasználás lehetőségeit.

Fontos megjegyezni, hogy a fenti számítás és eredmények csak egy pillanatképet tükröznek. Korábban, az összehasonlíthatóság érdekében már megadtuk a benzin és dízel üzemanyagok jelenlegi Ft/MJ árát. További vázlatos összehasonlíthatóság érdekében: a földgáz jelenlegi hazai ára kb. ~3,5 Ft/MJ, amely még így is sokkal olcsóbb mint az eredményként kapott bármelyik szél-hidrogén költség. Azonban ha évi 15%-os földgáz-ár drágulással számolunk, akkor 2015-re 8,1 Ft/MJ, 2020-ra 16,3 Ft/MJ ár adódna, amelyek viszont már nincsenek „beláthatatlan távolságban” a szél-hidrogén költségektől, amelyek nagy valószínűséggel éppen hogy csökkenni fognak. (A végfelhasználás technológiájának hatások értékeiről itt megint nem ejtünk szót, pedig ez a hidrogén-technológiák esetében sok esetben számottevően kedvezőbb.) Mindemellett meg kell jegyezni, hogy a szél-hidrogén rendszernél felső becsléssel éltem, az egyik legfontosabb költség-elem, az elektrolizáló egységköltségének meghatározásakor. A következő fejezetben bemutatásra kerülő amerikai esettanulmányban, illetve az US-DOE más anyagaiban is, a hálózathoz csatlakoztatható elektrolizálók tekintetében jelenleg 740 \$/kW, középtávon 400 \$/kW, hosszútávon 300 \$/kW költséggel számolnak. Emlékeztetőül, én 1000 \$/kW értékkel számoltam a hálózatra csatlakoztatható, és 2500 \$/kW értékkel a közvetlenül szélerőműhöz csatlakozó elektrolizálók esetében. Ez lehet az egyik tétel, amely a szél-hidrogén költségében komoly csökkenést hozhat. A másik komoly költség-befolyásoló tényező a villamos energia ára, ahogy ez a rész-alternatívákból is látszik.

Az elektrolizálóknál maradva, néhány fontosabb jellemzőjüket megemlítjük, mert ezek a villamos energia rendszerrel való „együttműködésük” szempontjából is fontosak. „Hidrogénfejlesztők” kereskedelmi forgalomban a laboratóriumi alkalmazásra szánt néhány liter H₂/óra kapacitástól, az ipari méretű 490 Nm³ H₂/óra kapacitásig elérhetőek; utóbbi kb. 1,4 MW egységteljesítményt jelent. Még az 1,4 MW körüli elektrolizáló is viszonylag kis alapterületet, 4x13,5 métert foglal el, amelybe már a karbantartásához szükséges tér is benne foglaltatik[10]. Az elektrolizálók be- illetve kikapcsolhatóak 1-2 perces időtartam alatt, így adott esetben csúcsidőszakon kívüli, olcsóbb árammal történő üzemeltetésük is megoldható; vagy működésük illeszkedhet azon periódusokhoz, amikor



szélerőenergia betáplálásra kerül a VER-be. Ezt segíti az is, hogy a névleges kapacitásukon belül széles, 20-100% (egyes szakirodalmak szerint 5-100%) tartományban üzemeltethetőek, jó hatásfokkal. Nincs bennük mozgó alkatrész (vagy csak kevés; ez gyártótól függ), így a megbízhatóságuk igen jó: rendelkezésre állásuk 98% körül várható. A javítási-karbantartási szükségletük alacsony [10]. A cellák várható élettartama 7-10 év, amely a fejlesztések következtében vélhetően még tovább növekszik. Az elektrolízis az egyik legtisztább hidrogént (>99%)

szolgáltató eljárás, de az elektrolizálóval egybeépített gáztisztítás után, az előállított hidrogén tisztasága kb. >99,998% ami megfelelő még a kényesebb tüzelőanyag-cellás alkalmazásoknak is.

Záró gondolatok: a fejlődés gyorsasága és ennek következményei

Hajlamosak vagyunk azt hinni, hogy a hidrogén technológiák, tüzelőanyag-cellák csak a távoli jövő megoldásai lehetnek, „úri huncutságok”, amelyeket csak a leggazdagabbak engedhetnek meg maguknak. Itt figyelembe kell venni, hogy a megújuló és a hidrogén-energetika, tüzelőanyag-cellás megoldások terén is igen gyors ütemű, és sokszor kedvező változások tapasztalhatóak. Ezt megvilágítandó egy konkrét hazai példát említünk. Az egyik hazai telekommunikációs cég, a mobil bázisállomások jelentős energiafogyasztásának csökkentése érdekében már korábban is, kb. 4-5 éve vizsgálta a tüzelőanyag-cellák (FC) alkalmazhatóságát, mint potenciális lehetőséget szünetmentes tápellátás (back-up) biztosítása érdekében, de akkor még igen drága megoldás lett volna, gyakorlatilag nem térült volna meg. Az FC technológia gyorsuló ütemű éretté válásával mindössze ezen néhány év alatt a költségei is, legalább is a back-up áramforrások terén, versenyképessé váltak. Az említett cég 2008-ban egy bázisállomáson valósította meg a hidrogén üzemű FC-technológiás rendszert, aminek a tapasztalatai olyan kedvezőek, hogy a gazdasági számítások szerint, a meglévő és átalakításra kerülő bázisállomások esetén a H-FC technológia megtérülési ideje jelenleg 3-4 év, azonban ha újonnan létesítendő bázisállomást már eleve H-FC bac-up-pal terveznek és építenek meg, akkor a megtérülési idő 0 év! E kedvező tapasztalatok alapján 2009-ben további kb. 6 db, 2010-ben pedig már kb. 20-30 (!) bázisállomáson alkalmaznának hidrogénnel üzemelő tüzelőanyag-cellát, bár utóbbi számot a pénzügyi válság miatti bizonytalan fejlesztési források némileg befolyásolhatják; ugyanakkor a gyors terjedési ütem egészen biztosan „borítékolható”.⁷ Hangsúlyozzuk, mindez Magyarországon történik, és önmagában gazdaságos beruházásként; semmiféle K+F vagy más pályázati forrásból származó közpénzt nem igényel. Mindezek mellett, a cég beszámolója szerint a hidrogén beszállítók között máris verseny tapasztalható, amely csökkenő hidrogén árat eredményezett már most. Természetesen a beszállítók nem a jelenlegi, igen csekély hidrogén-volumen miatt versenyeznek, hanem szeretnék már most pozícionálni magukat egy jövőbeni hidrogén piacon. Emiatt a hidrogén-energetika területén nem szabad a 4-5 éve olvasott, akkor még aktuális szakirodalmak alapján (pl. a valóban magas költségszintekből) a jelenre vagy a közeljövőre vonatkozóan messzemenő következtetéseket levonni. A jövő energetikai fejlesztéseinek feltétlenül érdemes lenne „dinamikus” (költség)szemléletben gondolkodni. A tanulmányban említett, 2010-es évek közepe nincs túl messze: a hagyományos energiatermelő rendszerek megvalósítási időtartamában mérve, pl. a 2015-ig visszalévő idő mindössze egy szenes erőmű építésével (tervezéstől, kivitelezésen át a kereskedelmi üzembe állásig) megegyező időtartam, 5-6 év; illetve a fele egy atomerőmű létesítésének. Ilyen időtávlatok az előállított hidrogén, és a hidrogén-technológiák költségeit jelentősen „átrendezhetik”; akár versenyképes alternatívaként tekinthetünk majd rájuk ebben az időtávban, ahogy erre egyes országokban készülnek is.

Források:

- [1] Stróbl A., (2008.11.25. előadásanyag): Hidrogénforrások és előállítási módszerek. Helyszín: MTA Kémiai Kutatóintézet, Budapest.
- [2] Rivera R., Mansilla C., Werkoff F. (2008): Hydrogen production by high temperature electrolysis coupled with an EPR, SFR or HTR: techno-economic study and coupling possibilities. International Journal of Nuclear Hydrogen Production and Applications, Vol. 1, No. 3.
- [3] www.roads2hy.com
- [4] www.h2euro.org/2009/04/1185

⁷ Idén az egyik indiai telefontársaság pedig a 2010-es pénzügyi évre tízezer(!) darab tüzelőanyag-cellás back-up berendezésre adott megrendelést egy cégnek. Az ilyen léptékű gyártási igény már érdemi hajtóerőt jelent az egységköltségek csökkenése irányába.

- [5] R. Gammon, A. Roy, J. Barton, M. Little (2006.): Hydrogen and renewables integration. Centre for Renewable Energy Systems Technology. Loughborough University, UK.
- [6] EcoBus GmbH. (2006.): CUTE - Detailed Summary of Achievements. A Hydrogen Fuel Cell Bus Project in Europe 2001-2006. Ulm.
- [7] www.hynor.no
- [8] European Hydrogen Association (2006.): Where will the energy for Hydrogen Production come from? Status and alternatives. Brüsszel.
- [9] Magyar Energia Hivatal (2009.07.30.): A magyar villamosenergia-rendszerbe illeszthető szélenergia-termelés mennyisége. Budapest.
- [10] www.electrolysers.com
- [11] Levene J., Kroposki B., Sverdrup G. (2006.): Wind Energy and Production of Hydrogen and Electricity - Opportunities for Renewable Hydrogen. Las Vegas.
- [12] Mayer Z. (2008.): Hidrogén előállításának és energetikai felhasználásának költségelemzése. Szakmérnöki diplomatervezés. BME Energetikai Gépek és Rendszerek Tanszék. Budapest.
- [13] Dóry Zs. (2008.): Hidrogén-technológia alkalmazása szélenergia-termeléséhez. TDK dolgozat. BME. Budapest.