

AKUMULACE ENERGIE PŘEMĚNOU ELEKTRINY NA PLYN

MARTIN TKÁČ^{a,b} a KARIN STEHLÍK^a

^a Centrum výzkumu Řež s.r.o., Hlavní 130, 250 68 Husinec-Řež, ^b Vysoká škola chemicko-technologická v Praze, Technická 5, 166 28 Praha 6
martin.tkac@cvrez.cz

Došlo 27.4.17, přepracováno 17.10.17, přijato 24.11.17.

Klíčová slova: akumulace energie, elektrolýza, methanizace, Power-to-Gas

Obsah

1. Úvod
2. Akumulace energie
3. Proces Power-to-Gas
4. Elektrolýza
 - 4.1. Alkalická elektrolýza
 - 4.2. Elektrolýza s proton-výměnnou membránou
 - 4.3. Vysokoteplotní elektrolýza
 - 4.4. Společná elektrolýza vody a oxidu uhličitého
5. Zdroj CO₂
 - 5.1. Z elektráren na fosilní paliva
 - 5.2. Z průmyslových procesů
 - 5.3. Z biomasy
 - 5.4. Ze vzduchu
6. Methanizace
 - 6.1. Katalytická methanizace
 - 6.2. Biologická methanizace
7. Účinnost
8. Významné aktivity v ukládání elektřiny přeměnou na plyn
9. Závěr

1. Úvod

V posledních letech je kladen velký tlak na snižování závislosti na fosilních palivech a tím i na snižování množství vypouštěného oxidu uhličitého. Jednou z možností, která přispěje jak k omezení závislosti na fosilních palivech, tak i ke snížení vypouštěného množství CO₂, jsou procesy založené na tzv. recyklaci CO₂. V praxi to znamená, že při výrobě paliva se spotřebuje stejné množství CO₂, které se následně uvolní při jeho spotřebě. Nejčastěji se jedná o reakci vodíku s oxidem uhličitým za vzniku syntetického methanu nebo syntetických kapalných uhlovodíků.

V případě použití vodíku z elektrolýzy vody, tzn., spotřebuje se při jeho výrobě elektrická energie, lze tuto výrobu považovat i za proces akumulace elektrické energie.

2. Akumulace energie

Se zvyšujícím se podílem výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů je stále obtížnější udržovat vyrovnanou bilanci mezi výrobou a spotřebou elektrické energie. Z tohoto důvodu se hledají možnosti, jak akumulovat elektřinu v době jejího nadbytku. Současným řešením jsou přečerpávací vodní elektrárny, které poskytují 99 % veškeré akumulační kapacity. Zbylé procento tvoří baterie, setrvačníky a další technologie. Ani jedna z těchto technologií však nedokáže nabídnout řešení dlouhodobého skladování energie, natož v dostatečném měřítku¹.

Možné řešení do budoucna přináší metody uskladnění elektrické energie založené na vodíku. Elektrická energie je v tomto případě spotřebována k výrobě vodíku, který lze následně použít v čisté formě nebo upravit na jiný nosič energie. Na myšlenku ukládat energii ve formě vodíku je založena „Vodíková ekonomika“, která počítá s jeho výrobou z elektrické energie v době jejího nadbytku a s následným zpětným převodem na elektřinu v době jejího nedostatku. Vodík však nemusí být vyráběn pouze z nadbytků elektrické energie, ale také z elektrické energie produkované obnovitelnými zdroji v době její velmi nízké ceny. Vyroběný vodík lze použít jako médium pro uskladnění elektrické energie, jako palivo pro dopravu nebo případně jako surovina v chemickém průmyslu.

Současným problémem této myšlenky je téměř nulová vodíková infrastruktura, zatím není vybudovaná dostatečná vodíková distribuční soustava, velkokapacitní úložišť, vodíkové plnicí stanice ani obnovitelný zdroj vodíku. Z tohoto pohledu se za současného stavu infrastruktury jeví jako nejjednodušší způsob uplatnění vodíku – jeho přimíchávání do zemního plynu. Zde je však potřeba zajistit konstantní dodávky vodíku o stejném složení a zaručit potřebnou jakost výsledného plynu. V České republice je přidávání vodíku do plynárenské sítě zakázáno, ale v jiných zemích, např. v Německu, je povoleno přidávat vodík do distribuční sítě zemního plynu do objemového podílu až 5 % (cit.²).

Jelikož vtláčení vodíku do plynárenské soustavy není prozatím ekonomicky zajímavé, je snaha vodík dále zpracovávat na již zavedené produkty s fungující infrastrukturou nebo alespoň jim podobné. Do této kategorie patří procesy Power-to-Gas (PtG) a Power-to-Liquid (PtL). Jak již název napovídá, jedná se o přeměnu elektrické energie na plyn resp. kapalinu. V případě metody Power-to-Gas se jedná především o výrobu methanu, v některých případech

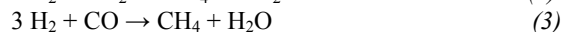
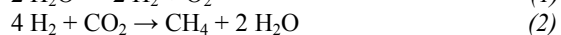
je tak vnímána i samotná výroba vodíku elektrolýzou vody. Výhodou metody Power-to-Gas je fungující a velmi rozsáhlá infrastruktura zemního plynu, kde se dá vtlačet vyrobený methan. Například jen v Německu existuje soustava plynovodů a zásobníků, která dosahuje akumulací kapacity 200 000 GWh. Tato kapacita je dostatečná k pokrytí několikaměsíční spotřeby energie celého Německa¹. V případě metody Power-to-Liquid se jedná o výrobu syntetického benzínu, nafty nebo methanolu.

Další část textu bude věnována metodě Power-to-Gas, která má s metodou Power-to-Liquid společný první krok – výrobu vodíku elektrolýzou vody. Podrobnější popis elektrolýzy vody je uveden v článku „Centrální výroba vodíku“ (cit.³), proto zde budou k jednotlivým technologiím elektrolýzy vody uvedeny převážně informace týkající se spojení s metodou Power-to-Gas resp. Power-to-Liquid.

3. Proces Power-to-Gas

Jak již bylo zmíněno, metoda Power-to-Gas je založena na přeměně elektrické energie na plyn (primárně methan, ale i vodík). První zmínka o této metodě se objevila v 80. letech 20. století, kdy také započal materiálový výzkum. Původní návrh procesu byl založen na výrobě elektrické energie z fotovoltaických panelů a následné elektrolýze vody. Jelikož se počítalo s umístěním fotovoltaických panelů na pobřeží poblíž pouště s nedostatkem čisté vody, byla jako zdroj vodíku zvolena elektrolýza mořské vody. Při této elektrolýze měl vznikat jako vedlejší produkt kyslík, nikoli chlor. Z tohoto důvodu byla navržena anoda, která měla být vyrobena z oxidů manganu, s nižším přepětím pro vyloučení kyslíku než pro vyloučení chloru. Následná methanizace měla probíhat z oxidu uhličitého dováženého z míst spotřeby vyrobeného methanu⁴.

Jak již bylo zmíněno, technologie Power-to-Gas je založena na výrobě vodíku a jeho následné přeměně na methan. Výroba vodíku je v této technologii prováděná elektrolýzou vody podle reakce (1). Po výrobě vodíku následuje methanizace, při které se z vodíku a oxidu uhličitého, případně oxidu uhelnatého, vyrábí methan reakcemi (2) a (3). Oba tyto procesy budou v dalších kapitolách důkladně popsány.



Převádění vodíku na methan má v současnosti pár výhod oproti využívání samotného vodíku. Mezi nejzásadnější patří:

- Existující infrastruktura pro zemní plyn (plynárenská síť, zásobníky), do které lze vyrobený methan vtlačet.
- Methan má 3,5× větší skladovací kapacitu než vodík, který potřebuje pro uskladnění stejného množství energie větší objem (nebo tlak).
- Methan má užší meze výbušnosti ve vzduchu (4 až 15 %) oproti vodíku (4 až 75 %), vodík také způsobu-

je vodíkové křehnutí ocele.

- Již existující aplikace pro methan, resp. zemní plyn (autobusy CNG/LNG, lodě, auta, průmysl).

Převod vodíku na methan má i své nevýhody. Mezi ty hlavní patří především ztráta energie obsažené ve vodíku, která je dána účinností methanizace. Nicméně v současné době bez existující vodíkové infrastruktury se to zdá jako nejlepší řešení.

Každá jednotka methanizace je složena z elektrolýzéry a z methanizačního reaktoru. V případě vytvoření trhu a infrastruktury pro vodík je zde možnost vypustit krok methanizace a umožnit plynulý přechod z výroby methanu na výrobu vodíku⁵.

4. Elektrolýza

Nejčastěji používané typy elektrolýzy jsou elektrolýza s proton-výměnnou membránou (PEM), alkalická (AWE) a vysokoteplotní (SOEC).

Na elektrolýzér používaný v procesu PtG jsou klade-ny speciální nároky. Ideální elektrolýzér by měl mít tyto vlastnosti⁶:

- vysoká účinnost, aby nedocházelo ke zbytečným ztrátám,
- schopnost dynamicky reagovat na pohybující se změny výkonu odvíjející se od aktuální výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů nebo dle požadavků přenosové soustavy,
- velmi malé minimální zatížení elektrolýzéry, aby se snížila jeho spotřeba ve stand-by režimu,
- provoz za zvýšeného tlaku, aby se snížily provozní a investiční náklady spojené s kompresí vodíku,
- dlouhá životnost elektrolýzéry a malé investiční náklady dovolující levnou produkci vodíku.

V následujících odstavcích budou popsány různé typy elektrolýzy vody.

4.1. Alkalická elektrolýza

Alkalická elektrolýza patří mezi nejstarší typ elektrolýzy vody, která je již desítky let komerčně dostupná s výkonem až několika MW_{el} a pracovním tlakem až 3,5 MPa. Elektrolyt je tvořen vodným roztokem hydroxidu draselého nebo sodného za teplot až 90 °C (cit.⁷). Výhodou tohoto procesu je jeho relativní jednoduchost, spolehlivost a nízká cena. Nevýhodou je však používání azbestové diafragmy, velké rozměry zařízení a vyšší energetická náročnost. Z hlediska dynamiky není alkalická elektrolýza tak flexibilní jako elektrolýza s proton-výměnnou membránou (PEM), ale pro vyrovnávání bilance elektrické energie v distribuční síti je flexibilita dostatečná⁸.

4.2. Elektrolýza s proton-výměnnou membránou

Tento druh elektrolýzy je oproti alkalické elektrolýze vody relativně nový. Technologie je založena na použití

proton-výměnné polymerní membrány (Proton Exchange Membrane – PEM). Membrána zde zastává funkci jak elektrolytu, tak i separátoru a je přímo spojena s elektrodami a tvoří spolu tzv. zero gap uspořádání⁹. Provozní teplota je limitována životností membrány a pohybuje se okolo 80 °C. Mezi výhody této technologie patří kompaktní rozměry, rychlá odezva a flexibilita systému, která je dána možností provozovat elektrolyzér od 0 do 100 % svého nominálního výkonu, což je dobrý předpoklad pro využití ke stabilizaci elektrizační soustavy³. Mezi nevýhody patří nutnost použití platinových kovů jako katalyzátoru (Pt, Ir, Ru) a tím i podstatně vyšší cena zařízení oproti alkalickým systémům¹⁰.

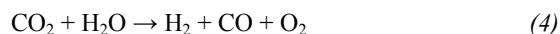
4.3. Vysokoteplotní elektrolyza

Vysokoteplotní elektrolyza je proces již dlouho známý, ovšem řadu let se nerozvíjel z důvodu materiálové náročnosti a patří tak k nejméně pokročilým technologiím z již zmíněných. Vysokoteplotní elektrolyza je provozována v rozmezí 700–900 °C a vstupní voda je přiváděna ve formě páry. Vysokoteplotní elektrolyza má oproti dříve zmíněným technologiím velkou výhodu v tom, že část (přibližně 1/3) energie potřebné pro rozklad vody je dodávána ve formě tepla, což snižuje nároky na elektrickou energii¹¹. Velmi výhodné je tak pro vysokoteplotní elektrolyzu spojení s jiným vysokoteplotním procesem, ve kterém vzniká využitelné „odpadní“ teplo^{3,11}.

Nevýhodou tohoto procesu je jeho omezená flexibilita. Elektrolytický článek je vyroben z keramiky, která je náchylná na teplotní změny. Z tohoto důvodu jsou pro provoz vysokoteplotního elektrolyzéra nevhodnější konstantní podmínky a nelze jej použít v systému, který koresponduje s aktuálními podmínkami v síti, a jsou po něm vyžadovány opětovné starty a rychlé změny výkonu.

4.4. Společná elektrolyza vody a oxidu uhličitého

Zvláštním druhem vysokoteplotní elektrolyzy je společná elektrolyza vody a oxidu uhličitého tzv. co-elektrolyza. Tato elektrolyza probíhá dle rovnice (4), kde na jedné elektrodě vzniká čistý kyslík a na druhé straně směs plynů, tzv. syngas (směs H₂ + CO).



Co-elektrolyza je hlavně výhodná v technologiích převádějících vodík na methan nebo kapalné uhlovodíky. Jednotky Power-to-Gas založené na co-elektrolyze dosahují přibližně o 5 % vyšší účinnosti než systémy využívající vysokoteplotní elektrolyzu. To je dáno především lepším využitím vodíku resp. větším vyrobeným množstvím methanu. Vyšší účinnost co-elektrolyzy vyrovnávají vyšší investiční a specifické náklady na její provoz. Elektrolyzér musí být pro výrobu stejného množství vodíku větší^{12,13}. Z tohoto pohledu nelze nyní říci, zda je výhodnější použít klasickou vysokoteplotní elektrolyzu nebo co-elektrolyzu.

5. Zdroj CO₂

K výrobě methanu z vodíku je potřeba také oxid uhlíčitý. Největší množství ho vzniká v průmyslu a při spalování fosilních paliv či biomasy, a proto je nevhodnější separovat CO₂ ze spalin či jiných proudů s vysokým obsahem CO₂. Problémem této separace je často velká přepravní vzdálenost separovaného CO₂ k místě jeho spotřeby. Další možností je získávat CO₂ ze vzduchu. Zde je však problém s jeho velmi malou koncentrací a tím i velkou energetickou náročností na separaci. Nejčastější způsoby separace CO₂ jsou uvedeny v následujících oddílech.

5.1. Z elektráren na fosilní paliva

Elektrárny, nebo teplárny, založené na spalování fosilních paliv produkují velké množství CO₂, které by bylo možné separovat. Mezi použitelné metody separace patří chemická a fyzikální sorpce, membránová separace nebo vymrazování. Tyto metody spotřebují pro získání 1 tuny CO₂ přibližně 100–240 kWh_{el}, které je nutné také započítat do celkové účinnosti výroby methanu. Celková účinnost tím může klesnout o 2–5 %. Mezi další nevýhody patří nutnost dopravy CO₂ z místa výroby do místa spotřeby a také fakt, že získaný CO₂ pochází z fosilních paliv, a nelze tak výsledný methan nazvat jako obnovitelný⁶.

5.2. Z průmyslových procesů

Největšími producenty CO₂ v oblasti průmyslu jsou ocelárny a cementárny, které při své činnosti produkují velká množství nevyhnutelných emisí. Z tohoto pohledu je využití CO₂ dobrá možnost, jak vylepšit uhlíkovou stopu těchto procesů. Například proud CO₂ vznikající v cementárnách je v relativně vysokých koncentracích a nemusí být složitě extrahován ani čištěn. I v tomto případě pochází CO₂ z neobnovitelných zdrojů a tak výsledný methan nemůže být označován za obnovitelný.

5.3. Z biomasy

Z biomasy se může CO₂ produkovat různými procesy, např. zplyňováním, fermentací nebo spalováním. Výhodou fermentace biomasy na methan je vznikající směs CO₂/CH₄, kterou lze po odstranění stopových prvků, zejména sulfanu, přivádět rovnou do methanizační jednotky. Mezi nevýhody získávání CO₂ z biomasy patří nutnost jeho přepravy na místo spotřeby a relativně malé produkované množství⁶.

5.4. Ze vzduchu

Vzduch obsahuje asi 400 ppm CO₂ a lze ho tak použít jako zdroj CO₂. Ovšem energetická náročnost zakonzentrování CO₂ z tak malých koncentrací téměř do čisté formy je velmi vysoká. Pro získání 1 tuny CO₂ je potřeba vynaložit energii přibližně 3000–5000 kWh. Mezi nejpoužívanější metody patří separace pomocí silných alkalických

roztoků (NaOH, KOH). Výhodou této technologie je možnost separace CO₂ přímo na místě spotřeby⁶.

6. Methanizace

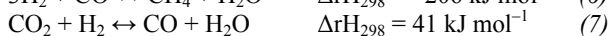
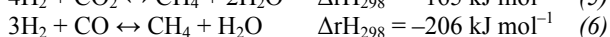
Následujícím krokem po elektrolýze vody a získání CO₂ je methanizace. V tomto kroku se převádí vyrobený vodík na methan. Jsou rozlišovány dva hlavní typy methanizace. První typ je chemický proces katalytické methanizace, která probíhá v reaktoru za vysokých tlaků a teplot. Druhý způsob je biologická methanizace, která využívá k přeměně vodíku na methan mikroorganismy. Oba tyto způsoby budou popsány v následujících kapitolách.

6.1. Katalytická methanizace

Katalytická methanizace je chemický proces, při kterém může být použit jak CO, tak i CO₂. Methanizace z CO₂ je popsána reakcí (5), tzv. Sabatierovou reakcí, která je lineární kombinací methanizace CO (6) a obrácené „water-gas shift reaction“ (WGSR) (7). Na methanizaci CO lze také pohlížet jako na obrácený parní reforming methanu^{14,15}.

Methanizační reakce je exotermní katalytický proces s velkým úbytkem objemu. V případě methanizace CO je objem redukován až o 50 %, v případě methanizace CO₂ pak okolo 40 %. Z tohoto důvodu je reakce vedena za tlaku až 80 bar (cit.¹⁵). Jako katalyzátor je v průmyslovém měřítku používán nikl nanesený na nosiči Al₂O₃. Nejvíce aktivní katalyzátor je ruthenium, které je ale přibližně 120× dražší než nikl.

Teplota exotermní reakce je nejčastěji udržována v rozmezí teplot 250–400 °C z důvodu optimální konverze paliva. To je dáno především rychlejší kinetikou a pracovní teplotou katalyzátoru. Za těchto podmínek se při methanizaci CO uvolní 2,3 kW a při methanizaci CO₂ 1,8 kW tepla na výrobu 1 m³ methanu (STP)^{6,15}. Uvolněné reakční teplo se může využít např. k předehřátí vody (vodní páry) vstupující do procesu vysokoteplotní elektrolýzy vody¹⁶.



6.2. Biologická methanizace

Biologická methanizace je založena na methanogenních mikroorganismech (Methanothermobacter marburgensis), které za anaerobních podmínek přeměňují vodík a oxid uhličitý na methan a vodu. Z důvodu špatného přestupu reaktantů k bakteriím je proces veden v intenzivně míchaném reaktoru a za tlaku 1 bar, čímž se zvýší rozpustnost plynů a tím se zlepší distribuce reaktantů k bakteriím. Teplota v reaktoru se pohybuje okolo 70 °C, což prospívá růstu a lepšímu výkonům bakterií. Přibližně 5 % přivedeného CO₂ je použito pro růst bakterií a zbylých 95 % je převedeno na methan^{15,17,18}.

Při vyšších průtocích vstupních plynů je na výstupu okolo 60 obj.% methanu, naopak při nízkých průtocích obsahuje výstupní plyn okolo 85 obj.% methanu. Bylo zjištěno, že i v krajních případech rychlosti průtoku nebylo dosaženo fyzických limitů bakterií. Za provozních podmínek má CO₂ přibližně 23× vyšší rozpustnost než vodík, a proto je největším problémem rozpustnost vodíku v roztoku. Zvýšení rozpustnosti vodíku tak představuje aktuálně největší potenciál ke zlepšení procesu^{16–18}.

7. Účinnost

Na obr. 1 jsou uvedeny účinnosti jednotlivých dílčích procesů technologie PtG a vliv použití nízkoteplotní (alkalická, PEM) a vysokoteplotní elektrolýzy vody na celkovou účinnost procesu.

V případě použití nízkoteplotní elektrolýzy se účinnost celého procesu pohybuje okolo 55–60 % (cit.^{19–22}). Oproti tomu v případě vysokoteplotní elektrolýzy je účinnost celého procesu vyšší, hlavně díky využití tepla z methanizace pro vysokoteplotní elektrolýzu vody, a dosahuje okolo 75–80 % (cit.^{19–22}).

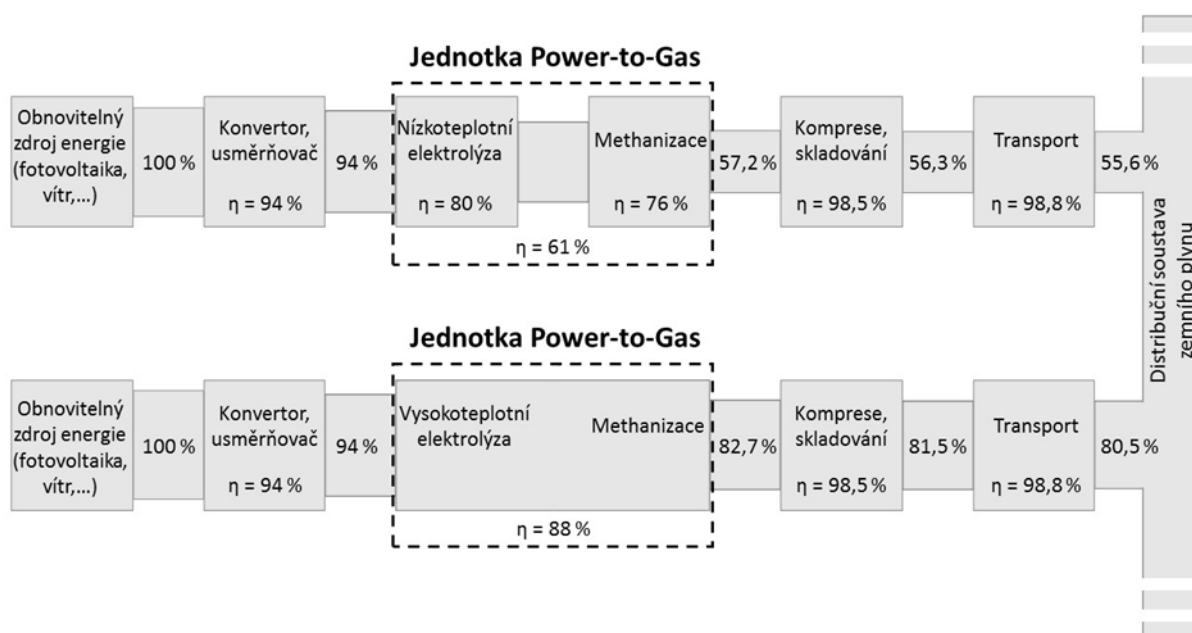
Jak již bylo zmíněno v předchozí kapitole, methanizace je exotermní proces. Produkované teplo při výrobě 1 molu methanu dle reakce (5) je téměř stejné (165 kJ mol⁻¹) jako výparné teplo potřebného množství vody pro výrobu vodíku (176 kJ mol⁻¹). Spojením těchto procesů lze velmi výrazně ušetřit na energiích potřebných na výrobu páry. Dodatečný ohřev vyrobené páry je pak prováděn ve výměníku vystupujícím proudem z elektrolýzéry.

8. Významné aktivity v ukládání elektřiny přeměnou na plyn

Mezi první Power-to-Gas jednotky patří společný projekt firem ZSW (Center for Solar Energy and Hydrogen Research) a SolarFuel GmbH (nyní ETOGAS GmbH). Jedná se o demonstrační jednotku o výkonu 250 kW_{el} umístěnou v německém Stuttgartu. Tato jednotka byla spuštěna koncem roku 2012 (cit.²³).

První průmyslovou jednotkou byl projekt Audi e-gas v německém Werlte, která byla postavena firmou ETOGAS. Elektrická energie je zde vyráběná pomocí větrných turbín o celkovém instalovaném výkonu 14,4 MW a pro výrobu vodíku je použit tlakový alkalický elektrolýzér s instalovaným výkonem 6 MW. Oxid uhličitý potřebný pro methanizaci je odebírán z nedaleké bioplynové stanice, kde se také zužitkovává odpadní teplo z methanizace. Tato jednotka je schopná ročně vyrobit až 1000 tun syntetického methanu, který je přímo vtlačěn do sítě zemního plynu. Tato průmyslová jednotka byla postavena v rámci výroby CO₂ neutrálních paliv pro automobily⁵.

Významným projektem, který je podpořen Evropskou unií, je projekt HELMETH, plyným názvem Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for

Obr. 1. Účinnost celého procesu Power-to-Gas²¹

Effective Power to Gas Conversion. Hlavním cílem projektu je ověřit koncept pokročilé technologie Power-to-Gas, který využívá odpadní teplo z procesu methanizace pro ohřev vody k vysokoteplotní elektrolýze vody. Díky této výměně tepla lze očekávat účinnost procesu až 85 % (HHV methanu/použitá elektřina)²¹.

Největší jednotkou Power-to-Gas vyrábějící pouze vodík je Energetický park Mainz, který se nachází v Německu. Park je založen na elektrické energii z větrných elektráren o instalovaném výkonu až 6 MW, která se následně spotřebovává ve třech vysokotlakých PEM elektrolýzách o celkovém instalovaném výkonu až 6 MW. Vyrobený vodík se následně využívá v průmyslu, vodíkových plnicích stanicích nebo se přimíchává do zemního plynu. Výkon tohoto parku by vystačil přibližně pro 2000 vodíkových automobilů s průměrným nájezdem 15 000 km ročně²⁴.

Rozsah článku neumožňuje představit všechny aktivity v oblasti technologie Power-to-Gas, další informace jsou dostupné na internetu a to nejen na stránkách Evropské platformy Power-to-Gas²⁵.

9. Závěr

Další velký nárůst obnovitelných zdrojů elektrické energie povede k destabilizaci elektrické rozvodné sítě. Obnovitelné zdroje energie totiž mají jen velmi málo předvídatelný výkon. V případě větrného a slunečního počasí vyrábí tyto zdroje velké množství elektrické energie, která

může způsobit až kolaps elektrické sítě, tzv. „blackout“. Aby síť zůstala stabilní, je potřeba vyrovnat bilanci výroby a spotřeby energie. V současnosti se regulace sítě provádí změnou výkonu uhelných elektráren či akumulací elektrické energie pomocí přečerpávacích vodních elektráren. Na časté změny výkonu není uhlí elektrárna stavěná a každá takováto změna zkracuje její životnost. Navíc v případě jejího „odstavení“ se stále spotřebovává uhlí potřebné pro udržení provozních parametrů, aby při poklesu výkonu obnovitelných zdrojů mohla opět „naběhnout“.

Proto je potřeba nalézt vhodný způsob akumulace „přebytečné“ energie. Vodíková ekonomika představuje jednu ze slibných technologií, která by mohla s tímto problémem pomoci. Jenže příchod vodíkové ekonomiky vyžaduje vybudování nové infrastruktury. Jako nejlepší řešení se tak jeví přechod přes technologii Power-to-Gas, která využívá výrobu vodíku jako první krok. Technologie Power-to-Gas nabízí možnost akumulovat přebytečnou elektrickou energii ve formě methanu, a využít tak stávající plynovou soustavu. Výhodou této technologie je také fakt, že umožňuje plynulý přechod na vodíkovou ekonomiku se zachováním stávající infrastruktury.

V případě existence fungující vodíkové infrastruktury by se mohl vynechat krok methanizace a vyrobený vodík by se tak mohl přímo distribuovat. V takovém případě by se oproti procesu s methanizací ušetřila část energie, která by se jinak kvůli účinnosti procesu ztratila v samotné methanizaci nebo by se použila v procesu získávání CO₂. Vypuštěním methanizace by se celý proces akumulace energie stal významně účinnějším a při ukládání velkých

objemů energie by se jednalo o značnou energetickou úsporu.

Prezentované výsledky byly finančně podpořeny Ministerstvem školství, mládeže a tělovýchovy – projekt LQ1603 Výzkum pro SUSEN.

LITERATURA

1. <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/power-to-gas-budoucnost-akumulace-elektriny/>, staženo 13. září 2016.
2. Melaina M. W., Antonia O., Penev M.: Technical Report, Nation Renewable Energy Laboratory, March 2013.
3. Tkáč M., Stehlík K.: Chem. Listy 111, 121 (2017).
4. Hashimoto K., Hashimoto K., Yamasaki M., Fujimura K., Matsui T., Izumiya K., Komori M., El-Moneim A. A., Akiyama E., Habazaki H., Kumagai N., Kawashima A., Asami K.: Mater. Sci. Eng. 267, 200 (1999).
5. <http://www.cedec.com/files/default/8-2014-05-27-cedec-gas-day-reinhard-otten-audi-ag.pdf>, staženo 18. září 2016.
6. Schiebahn S., Grube T., Robinius M., Tietze V., Kumar B., Stolten D.: Int. J. Hydrogen Energy 40, 4285 (2015).
7. Santos D. M. F., Sequeira C. A. C., Figueiredo J. L.: Quim. Nova 36, 1176 (2013).
8. http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf, staženo 25. června 2015.
9. Häussinger P., Lohmüller R., Watson A. M., v knize: *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Hydrogen*, 2. vyd. Wiley, Weinheim 2000.
10. Kotrel, S., Bräuninger S., v knize: *Handbook of Heterogeneous Catalysis, Industrial Electrocatalysis*. Wiley, Weinheim 2008.
11. Laguna-Bercero M. A.: J. Power Sources 203, 4 (2012).
12. Giglio E., Lanzini A., Santarelli M., Leone P.: J. Energy Storage 1, 22 (2015).
13. Giglio E., Lanzini A., Santarelli M., Leone P.: J. Energy Storage 2, 64 (2015).
14. <http://www.helmeth.eu/index.php/technologies/methanation-process>, staženo 19. července 2016.
15. Rönsch S., Schneider J., Matthischke S., Schlüter M., Götz M., Lefebvre J., Prabhakaran P., Bajohr S.: Fuel 166, 276 (2016).
16. Götz M., Koch A. M., Graf F.: *International Gas Union Research Conference, Copenhagen, 17-19 September 2014*, (Curran Associates, Inc.), Vol. 1–3, str. 314.
17. Seifert A. H., Rittmann S., Herwig C.: Appl. Energy 132, 155 (2014).
18. Götz M., Lefebvre J., Mörs F., McDaniel K. A., Graf F., Bajohr S., Reimert R., Kolb T.: Renewable Energy 85, 1371 (2016).
19. De Saint Jean M., Baurens P., Bouallou Ch.: Int. J. Hydrogen Energy 39, 17024 (2014).
20. De Saint Jean, M., Baurens P., Bouallou Ch., Couturier K.: Int. J. Hydrogen Energy 40, 6487 (2015).
21. <http://helmeth.eu/>, staženo 20. října 2016.
22. <https://energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/s13705-014-0029-1>, staženo 13. září 2016.
23. <https://www.zsw-bw.de/en/research/renewable-fuels/topics/power-to-gas.html>, staženo 6. prosince 2016.
24. <http://www.energiepark-mainz.de/en/>, staženo 19. ledna 2017.
25. <http://www.europeanpowertogas.com/>, staženo 29. listopadu 2016.

M. Tkáč^{a,b} and K. Stehlík^a (*Technological Experimental Loops Department, Research Centre Řež, Řež, ^bUniversity of Chemistry and Technology, Prague*): **Energy Accumulation by Conversion of Electricity into Gas**

Currently, the energy sector lacks any available element of accumulation able to store larger amounts of electricity. The only exception is represented by pumped storage plants, the capacity of which, however, is still insufficient. If the performance of renewable electricity sources will continue to further grow, the available accumulation capacities will have to increase as well. The hydrogen economy also counts with accumulating of electricity, but there is a problem with hydrogen infrastructure which does not exist. The Power-to-Gas system offers a solution for that. Here, hydrogen is converted to methane, for which the infrastructure and customers already exist. Moreover, methane thus produced is CO₂ neutral because the CO₂ production during the combustion of methane is equal to the CO₂ consumption for the methane production. The Power-to-Gas method can be considered as a precursor of the hydrogen economy, into which it could be transformed smoothly in future.

Keywords: energy storage, electrolysis, methanation, Power-to-Gas