

BUDOUCNOST ČESKÉHO PLYNÁRENSTVÍ

Karel Ciahotný

Ústav plyných a pevných paliv a ochrany ovzduší, VŠCHT Praha, Technická 5, Praha 6
Karel.Ciahotny@vscht.cz

Sektor plynárenství je v ČR nejvýznamnějším dodavatelem energie pro domácnosti a průmyslové podniky. V roce 2022 představovaly dodávky energie obsažené v plynu asi o jednu čtvrtinu vyšší obsah energie, než dodávky energie v podobě elektřiny. Plynárenství je tak klíčovým odvětvím pro zajištění úspěšného růstu průmyslové produkce i růstu životní úrovně obyvatel. Soubor dohod Green Deal, které nedávno přijala Evropská unie, však předpokládá postupné omezování spotřeby zemního plynu a jeho nahrazování ekologicky vyrobeným (zeleným) vodíkem. Výroba zeleného vodíku v ČR však zatím není průmyslově zavedena a její realizace si vyžádá nemalé finanční částky potřebné jako investice do příslušné infrastruktury. To se odrazí ve významném růstu ceny plynu obsahujícího předepsaný podíl zeleného vodíku. Bude za této situace plyn konkurence schopným palivem ve srovnání s el. energií? Vše bude záležet na tom, jaké množství elektřiny a zeleného vodíku bude ČR schopna v budoucnosti vyrábět či importovat a za jakých ekonomických podmínek. Článek popisuje současnou situaci v českém plynárenství a nároky, které na něj pro budoucí rozvoj kladou dohody Green Deal, pokud zůstanou i nadále v platnosti.

Klíčová slova: Green Deal; svítíplyn; zemní plyn; vodík

Došlo 25. 05. 2023, přijato 28. 06. 2023

1. Úvod

Zvyšování koncentrace oxidu uhličitého v ovzduší a s tím spojený nárůst průměrné teploty na zeměkouli vede politiky mnoha zemí světa k tomu, aby se dlouhodobý vývoj této nepříznivé situace pokusili zvrátit. K lídrům v této oblasti patří Evropa a především EU, jejíž vedení vytyčuje stále smělejší cíle, aniž by podrobně zkoumalo konkrétní dopady na obyvatele, zemědělství a průmysl po zavedení navrhovaných opatření do praxe. Jako velmi smělý je možné označit návrh souboru dohod Green Deal, které EU navrhla v r. 2019 [1]. Česká republika se k tomuto návrhu připojila v r. 2020. Hlavním cílem dohod Green Deal je dosažení CO₂ neutrality do roku 2050. Do roku 2030 by se měly snížit emise CO₂ v EU o 55 % oproti stavu v roce 1990. V oblasti používání fosilních paliv navrhuje dohody Green Deal odklon od používání uhlí po roce 2030 a omezování spotřeby dalších fosilních paliv do r. 2045. V případě používání zemního plynu se předpokládá postupné přidávání vodíku až do koncentrace 20 %. Předpokládá se také zastavení výroby spalovacích motorů po r. 2035.

Jaký budou mít tyto návrhy vliv na plynárenskou infrastrukturu? Má za těchto okolností evropské plynárenství šanci přežít rok 2045? Odpovědi na tyto a další otázky se pokusíme najít v daném článku.

2. Vlastnosti vodíku a zemního plynu

Vodík se jako součást svítíplynu používá v plynárenské infrastruktuře od začátku její existence. Svítíplyn vyráběný karbonizací uhlí obsahoval až 55 % vodíku, z procesu tlakového zplynění uhlí pak asi 30 % vodíku. Přechod plynárenských soustav na zemní plyn vedl k útlumu používání vodíku v plynárenských sítích [2].

Výhřevnost vodíku je 10,8 MJ/m³, výhřevnost methanu pak 35,9 MJ/m³ a výhřevnost svítíplynu asi

17 MJ/m³ (vše při 15 °C) [3]. Záměna svítíplynu v plynárenských sítích zemním plynem tak vedla ke zhruba dvojnásobnému zvýšení energetického obsahu jednotkového objemu plynu a odpovídajícímu zvýšení energetické přenosové kapacity plynovodů. Meze výbušnosti směsi vodíku se vzduchem leží za normální teploty a při atmosférickém tlaku v rozmezí od 4 do 76 %, v případě methanu je to pak v rozmezí od 5 do 15 % [3]. Z tohoto pohledu je zemní plyn v případě úniků bezpečnějším palivem než vodík. Přechod plynárenské soustavy z používání svítíplynu na používání zemního plynu tedy znamenal zvýšení energetické přepravní kapacity plynovodů a vyšší bezpečnost přepravy.

Významný rozdíl mezi vodíkem a methanem je také ve spalovací rychlosti (rychlosti šíření plamene), která činí u vodíku 346 cm/s, zatímco u methanu jen 43 cm/s (obojí při 20 °C a 101,3 kPa). Zápalná teplota vodíku je za normálních podmínek 400 °C, zatímco v případě methanu 540 °C. Teoretická spotřeba vzduchu činí při spalování vodíku 2,38 m³/m³ plynu, při spalování methanu pak 9,52 m³/m³ plynu [3]. To působilo problémy zejména u průtokových ohřívačů vody bez odvodu spalin do komína, kdy se v okolí plynového spotřebiče při spalování zemního plynu snadněji vytvářelo prostředí s nedostatkem kyslíku, které vedlo k nedokonalému spalování plynu a tvorbě vysoce jedovatého CO. Plynárenství na tuto změnu reagovalo zavedením nových vyhlášek, které definovaly podmínky používání plynových spotřebičů bez odtahu spalin v prostorách s omezenou cirkulací vzduchu.

3. Spotřeba zemního plynu v EU a jeho zdroje

V roce 2021 činila spotřeba zemního plynu v EU asi 412 mld. m³. 83 % tohoto množství představoval dovoz

plynu ze zemí mimo EU, zbytek pak domácí těžba v některých zemích (Holandsko, Německo, ČR a další státy EU). Největší podíl zemního plynu byl v r. 2021 dovážen z Ruska (asi 155 mld. m³), zbytek pak z Norska, Alžírsko, USA, Kataru a dalších zemí [4]. Po vypuknutí válečného konfliktu na Ukrajině se situace v dovozu rapidně změnila. Dodávky plynu z Ruska byly postupně utlumeny na minimum a byl navýšen dovoz plynu zejména z Norska a z USA (zkapalněný zemní plyn) [5]. V lednu 2023 se tak USA staly největším světovým exportérem zkapalněného zemního plynu a odsunuly Katar na druhou pozici.

Podíly dovozu plynu do zemí EU v roce 2022 [5]:

- Rusko: 24 %
- USA, Katar, Nigérie (jako LNG): 26 %
- Norsko: 25 %
- Alžírsko: 12 %
- ostatní země: 13 %

V ČR se spotřeba plynu dlouhodobě pohybuje mezi 8 a 10 mld. m³ za rok a závisí hlavně na tom, jak hluboko klesají venkovní teploty v zimních měsících [6]. Až do konce roku 2021 byly dodávky plynu do ČR zajišťovány výhradně importem plynu z Ruské federace soustavou tranzitních plynovodů procházejících přes Ukrajinu a Slovensko a hlavně pak plynovodem Nord Stream. V roce 2022 se situace změnila; dodávky plynu z Ruska byly postupně omezeny na minimum (také v důsledku zničení plynovodu Nord Stream) a ruský plyn byl nahrazen plynem z jiných zdrojů (hlavně z Norska) a také dovozem zkapalněného zemního plynu do terminálů v severní Evropě a jeho následnou regazifikací a dopravou stávajícími tranzitními systémy pro dopravu plynu do ČR [6]. To se mimo jiné projevilo také více kolísající kvalitou spalovaného plynu, zejména proměnlivým obsahem síry v plynu [7].

4. Světová produkce vodíku a oblasti jeho použití

Současná světová výroba vodíku činí přibližně 60 mil. t za rok (asi 670 mld. m³ ročně za normálních podmínek) [8]. Z toho je podíl výroby připadající na fosilních paliva asi 96 %, zbytek je vyráběn elektrolýzou vody (částečně s použitím el. energie vyrobené z fosilních paliv a částečně z obnovitelných zdrojů). Vodík vyrobený elektrolýzou je asi třikrát dražší než vodík vyráběný z fosilních paliv. Většina vyrobeného vodíku se spotřebuje v chemickém průmyslu v rafinačních procesech ropných a dehtových produktů, nebo k výrobě různých chemických produktů (např. amoniaku).

Pro výrobu vodíku z fosilních paliv jsou v současné době využívány hlavně tři technologie: parní reforming, parciální oxidace a autotermní oxidace [9]. Jako suroviny se používají hlavně zemní plyn a různé ropné frakce. Nejrozšířenější z těchto technologií je parní reforming, který poskytuje nejvyšší poměr H₂ : CO (cca 3 : 1) ve vyrobeném plynu, protože vyráběný vodík má částečně původ také ve vodní páře přidávané k reformované surovině.

Parciální oxidace je využívána hlavně při zpracování surovin s nižším poměrem H : C, jako jsou např. těžké olejové frakce z destilace ropy nebo různé jiné destilační zbytky. Tato technologie vyžaduje zdroj čistého kyslíku (kyslíkárnu) a produkuje směs plynů s nižším poměrem H₂ : C (cca 2 : 1). Autotermní reforming je nejméně rozšířenou technologií výroby vodíku z fosilních paliv. Je poměrně náročný na regulaci technologických parametrů, vyžaduje stejně jako technologie parciální oxidace zdroj čistého kyslíku a produkuje ze všech tří technologií plyn s nejnižším obsahem vodíku. Tyto technologie pracují či v minulosti pracovaly také v ČR [2]. Parní reforming byl v minulosti hojně využíván k výrobě svítíplynu ze zemního plynu (štěpící stanice zemního plynu Čechy I v Měcholupech a Čechy II v Úžíně, štěpící stanice v Havířově – Suché). Všechny tyto výrobní jednotky byly odstaveny v první polovině 90. let min. století v průběhu dokončované změny svítíplynového systému za systém používaný zemní plyn.

V minulosti se v Čechách vodík vyráběl také z koksárenského plynu vznikajícího při výrobě koksu z černého uhlí. Tato technologie pracovala např. v Moravských chemických závodech Ostrava (dnešní BorsodChem.), kde se takto zpracovávala část koksárenského plynu vyrobeného na sousední koksovně Jan Šverma. Další možností výroby vodíku je zplynění uhlí. Tato technologie byla v minulosti provozována v Chemických závodech Litvínov za účelem výroby vodíku používaného při produkci kapalných paliv z hnědého uhlí. Obě výše uvedené technologie poskytovaly jako vedlejší produkt CO₂, ten však byl vypouštěn do ovzduší.

V současné době se největší množství vodíku v ČR vyrábí v Unipetrol RPA technologií parciální oxidace ropných zbytků, parním reformingem a při výrobě ethylénu; používá se zde hlavně k rafinaci ropných frakcí. Výroba vodíku elektrolýzou je v ČR realizována ve Spolchemii, kde vodík vzniká jako vedlejší produkt při elektrolýze roztoku KCl. Přehled současných výrobců vodíku v ČR uvádí tabulka 1 [9], podíly hlavních surovin používaných v ČR k výrobě vodíku pak znázorňuje obr. 1 [9].

5. Způsoby výroby vodíku

Jak již bylo uvedeno dříve, rozhodující podíl vodíku (96 % světové produkce) se v současné době vyrábí z fosilních paliv. Princip všech výrobních technologií je založen na termickém rozkladu suroviny na vodík, oxid uhelnatý a další produkty. Tento rozklad probíhá za vysokých teplot (obvykle nad 800 °C), často za použití katalyzátoru. K surovině se někdy přidává vodní pára (parní reforming), která může za vysokých teplot reagovat s uhlíkem vznikajícím termickým rozkladem zpracovávané suroviny na vodík a CO. Potřebná vysoká reakční teplota je zajišťována buď dodávkami potřebného tepla z okolí, nebo spalováním části suroviny po přidávku kyslíku k reakční směsi.

Tab. 1 Současní výrobci vodíku v ČR**Tab. 1** Current producers of hydrogen in the Czech Republic

Společnost	Výrobní technologie	Produkce H ₂ (t/r)
Unipetrol RPA, Litvínov	Parc. oxidace ropných zbytků	55 000
	Etylénová jednotka	7 000
Unipetrol RPA, Kralupy	Parní reforming benzínu	12 000
	Parní reforming benzínu	7 000
Synthos Kralupy	Dehydrogenace ethylbenzenu	2 500
BorsodChem Ostrava	Parní reforming zemního plynu	13 650
DEZA Valašské Meziříčí	Parní reforming zemního plynu	1 400
Spolchemie Ústí nad Labem	Elektrolýza roztoku KCl	2 100

Podíly hlavních surovin používaných v ČR k výrobě vodíku znázorňuje obr. 1 [9].

**Obr. 1** Podíly hlavních surovin používaných v současné době k výrobě vodíku v ČR**Fig. 1** Proportions of the main raw materials currently used for hydrogen production in the Czech Republic

Ve druhém kroku se obvykle konvertuje CO vznikající jako vedlejší produkt termického rozkladu reakcí s vodní parou na CO₂ a vodík. Tato reakce je exothermní a pro dosažení co nejvyšších výtěžků vodíku je nutné reakční směs chladit. V odborné literatuře je reakce CO s vodní parou označována jako WGS reakce (water gas shift) [10]. Aby byla zajištěna dostatečná reakční rychlost, používají se v tomto případě vhodné katalyzátory. Do technické praxe se prosadily tzv. vysokoteplotní katalyzátory, které pracují v rozsahu teplot od 350 do 500 °C a nízkoteplotní katalyzátory pracující při teplotách 150 až 300 °C. Příkladem vysokoteplotních katalyzátorů je Co nebo Mo, jako nízkoteplotní katalyzátor se nejčastěji používá Ni. Nízkoteplotní katalyzátory dosahují vyšší konverze reagujících látek na vodík a CO₂, protože reakční rovnováha dané reakce je za nižších teplot

posunuta více doprava. Naopak prvotním úkolem vysokoteplotních katalyzátorů je zajistit co nejvyšší reakční rychlost příslušné reakce.

V průmyslových zařízeních se obvykle používají dvoustupňové katalytické reaktory s prvním vysokoteplotním stupněm, na který navazuje nízkoteplotní stupeň. Úkolem vysokoteplotního stupně je zajistit konverzi co největšího podílu reagujících látek (CO a H₂O) na vodík a CO₂. Dalším úkolem tohoto katalytického stupně je vázat zbytkové koncentrace siričných látek a chránit tak katalyzátor ve druhém stupni (Ni) před otravou siričnými sloučeninami. Částečná deaktivace katalyzátorů ve vysokoteplotním stupni sírou způsobí jejich převedení do formy sulfidů, které jsou rovněž katalyticky aktivní, avšak méně než katalyzátory v kovové formě [10].

Po převedení co největšího podílu CO v plynu do podoby CO₂ pak následuje odstranění CO₂ z plynné směsi, které vede k získu čistého vodíku. Schématické znázornění dvou nejdůležitějších technologií výroby vodíku z fosilních paliv je na obrázcích 2 a 3 [11].

6. Přidávání vodíku do ZP – možné problémy a důsledky

Většina plynárenských společností v EU se v poslední době začala vážně zabývat problémem přidávání vodíku k zemnímu plynu. Bylo zde zahájeno řešení celé řady výzkumných projektů, které mají za úkol sledovat vliv přídavku vodíku k zemnímu plynu na plynárenskou infrastrukturu, bezpečnost dopravy a použití směsi vodíku se zemním plynem.

Také výrobci armatur používaných v plynárenských rozvodech a výrobci různých plynárenských spotřebičů začali testovat vliv přídavku vodíku k zemnímu plynu na bezpečnost provozu daných zařízení. Různé výzkumné projekty jsou zaměřeny zejména na následující záležitosti [12]:

problematika materiálů:

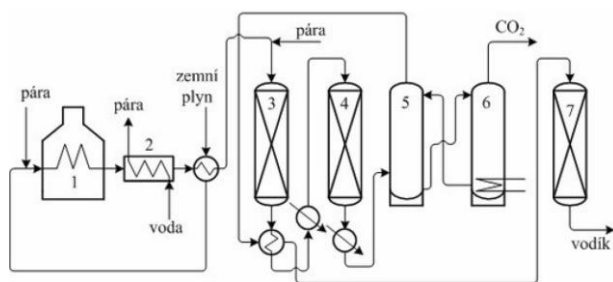
- odolnost proti působení H₂
- křehnutí ocelí v prostředí vodíku
- těsnící elementy
- vliv vodíku na používaná sušící média (TEG)

procesní problematika:

- komprese plynu s přídavkem vodíku
- měření a regulace (měření průtoku plynu, výměna tepla)
- bezpečnostní systémy (havarijní odtlakování, detektory úniku plynu)

problematika skladování plynu:

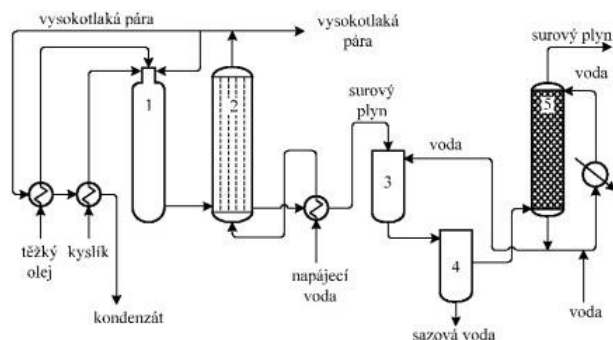
- integrita ložiska a sond
- geochemické reakce
- změny pracovního objemu zásobníku (WGV)
- methanizace CO₂ v ložisku



Obr. 2 Schéma parního reformingu zemního plynu
Fig. 2 Layout of steam reforming of natural gas

Legenda: 1 trubková štěpící pec, 2 vyvíječ páry, 3 vysokoteplotní WGS reaktor, 4 nízkoteplotní WGS reaktor, 5 vypírání CO₂, 6 regenerátor nasyceného pracího roztoku, 7 adsorbér pro čištění vodíku

Legend: 1 tube decomposition furnace, 2 steam generator, 3 high-temperature WGS reactor, 4 low-temperature WGS reactor, 5 CO₂ scrubbing, 6 saturated scrubbing solution regenerator, 7 hydrogen purification adsorber



Obr. 3 Schéma výroby vodíku parciální oxidací ropných zbytků
Fig. 3 Layout of hydrogen production by partial oxidation of petroleum residues

Legenda: 1 reaktor, 2 parní kotel, 3 vodní sprchový chladič, 4 dekantér, 5 vodní pračka

Legend: 1 reactor, 2 steam boiler, 3 water shower cooler, 4 decanter, 5 water washer

Dosavadní výsledky řešených projektů ukazují, že do koncentrace vodíku cca 20 % (obj.) v zemním plynu je přidavek vodíku zvládnutelný s přijatelnými riziky a bude vyžadovat na plynárenské infrastruktuře relativně malé úpravy. Při dalším navyšování koncentrace vodíku bude nutné přistoupit k výměně některých materiálů, na podzemních zásobnících pro skladování plynu je nutné očekávat zvýšená rizika spojená s těsností skladovacích prostor [12].

Zvyšování koncentrace vodíku v zemním plynu nad 20 % si vyžádá velmi vysoké investice do plynárenské infrastruktury, protože bude nutné vyměnit řadu technologií (vystrojení sond, technologie sušení plynu a další) [12].

Podobné závěry poskytly také výsledky provozního testu, který provedla společnost SPP Distribucia se spalováním směsi zemního plynu s vodíkem o koncentraci vodíku cca 10 % v obci Blatná na Ostrove na podzim 2022. Jedná se o malou obec na jižním Slovensku, která byla plynofikována v r. 1994. Je v ní asi 300 odběrových míst pro zemní plyn, která se nacházejí většinou u rodinných domků a v malých firmách. Vodík z tlakových lahví byl během testů přimícháván kontinuálně k zemnímu plynu v mísíci stanici tak, aby jeho koncentrace činila cca 10 %. V průběhu testů byla sledována homogenita směsi zemního plynu s vodíkem a byly prováděny pravidelné kontroly distribuční sítě plynu a kontroly nejstarších typů odběrových zařízení. Během testů, které trvaly tři měsíce, se nevyskytly žádné technické problémy a všechny plynové spotřebiče zajistily úplné spálení směsi zemního plynu s vodíkem [13].

7. Ekonomické dopady přidávání vodíku k zemnímu plynu

Výroba vodíku z fosilních paliv i elektrolýzou je ve srovnání s produkcí zemního plynu podstatně ekonomicky náročnější. V polovině roku 2021, kdy ceny těchto komodit ještě nebyly ovlivněny válečnými událostmi na Ukrajině, činila cena zemního plynu na spotových trzích asi 25 €/MWh. Ve stejném období byly výrobní náklady na vodík vyrobený elektrolýzou odhadnuty asi na 155 €/MWh a vodík vyrobený ze zemního plynu na 51 €/MWh [14].

Ve druhé polovině roku 2022, kdy se v EU plně projevila energetická krize, činila průměrná cena zemního plynu na spotových trzích asi 105 €/MWh. Ve stejném období byly výrobní náklady na vodík vyrobený elektrolýzou odhadnuty asi na 575 €/MWh a vodík vyrobený ze zemního plynu na 290 €/MWh [4].

Vodík má pouze cca třetinovou výhřevnost na jednotku objemu plynu ve srovnání se zemním plynem. Přídavek 20 % vodíku k zemnímu plynu zvýší spotřebu směsného plynu asi o 13 %. Pokud se tato skutečnost zohlední při porovnání cen vodíku vyrobeného elektrolýzou vody a cen zemního plynu, vyjde odhadovaná cena směsného plynu s 20%ním obsahem vodíku asi o 30 % vyšší, než cena zemního plynu se stejným obsahem energie (plyn s 20% ním přídavkem vodíku bude nutné spotřebovat ve větším množství, abychom získali stejné množství energie). Tyto předběžné odhady změny výše nákladů při spalování směsného plynu jsou ovlivněny skutečností, že výroba vodíku elektrolýzou vody s použitím elektřiny z obnovitelných zdrojů prozatím nepředstavuje technologii, která by měla významné postavení v průmyslovém měřítku. Používá se především k využití přebytečné el. energie z obnovitelných zdrojů v době její nadprodukce, kdy není možné vyráběnou elektřinu využívat jinak.

Dvaceti procentní přídavek vodíku k zemnímu plynu představuje pro ČR cca 2 mld. m³ vodíku ročně. V odborné literatuře se uvádí [15], že na výrobu 1 kg vodíku elektrolýzou vody je potřeba cca 50 kWh elektrické

energie. To pro výrobu 2 mld. m³/rok vodíku představuje cca 8,5 TWh elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů. Celková spotřeba elektrické energie v ČR činila v r. 2021 asi 85 TWh [16]. Z tohoto množství bylo vyrobeno ve vodních elektrárnách asi 2,4 TWh, ve fotovoltaických elektrárnách asi 2,1 TWh a ve větrných elektrárnách asi 0,6 TWh (celkem 5,1 TWh). Tyto zdroje tedy nestačí pokrýt nároky na výrobu zeleného vodíku elektrolýzou vody, který bude nutné přidávat k zemnímu plynu. Předpokládá se, že zelený vodík bude importován do EU spolu se zemním plynem ze zemí východní Evropy, především z Ukrajiny. Je tak budována podobná závislost zemí EU na externích dodavatelích jako před 50 lety, kdy začala výstavba tranzitních plynovodů z území tehdejšího Sovětského svazu do zemí západní Evropy.

Z ekologického ani technického pohledu tedy přídavek 20 % zeleného vodíku k zemnímu plynu má jen minimální přínos. Vše se projeví pouze v ekonomické oblasti zvýšením ceny paliva a také v oblasti politické závislosti na externích dodavatelích.

8. Závěr

České plynárenství má za sebou bohatou a úspěšnou historii trvající více než 170 let. Za tuto dobu se našim předchůdcům v oblasti plynárenství podařilo vybudovat významný průmyslový obor s jedinečnou strukturou a řadou výjimečných plynárenských zařízení. ČR tak v současné době patří k zemím s nejrozvinutější plynárenskou infrastrukturou a největší délkou plynovodů připadajících na jednoho obyvatele nejen v EU, ale patrně i na celém světě. V minulosti jsme dokázali postavit a provozovat řadu karbonizačních plynáren, ve kterých se vyráběl svítiplyn k osvětlování ulic i k mnoha dalším účelům. Na tyto provozy navázaly později tři tlakové plynárna na výrobu svítiplynu zplyněním hnědého uhlí za vysokého tlaku, které umožnily efektivnější výrobu svítiplynu, než původní karbonizační plynárny. Naši předkové se nezaletkli ani transportu svítiplynu s vysokým obsahem vodíku na velké vzdálenosti či jeho skladování v podzemním zásobníku. Éra svítiplynu byla v ČR završena stavbou štěpících stanic zemního plynu, ve kterých se vyrábělo potřebné množství svítiplynu, jehož spotřeba v Československu neustále stoupala a na konci éry svítiplynu v osmdesátých letech min. století dosáhla cca. 4 mld. m³ ročně [16]. V sedmdesátých letech min. století se postupně začal v Československu prosazovat zemní plyn. Za významného přispění českých společností (Plynoprojekt Praha, Plynostav Pardubice) byla postupně vybudována soustava tranzitních plynovodů ze Sovětského svazu do zemí střední a západní Evropy. Československo se tak stalo významným odběratelem zemního plynu ale také významnou tranzitní zemí. Byla vybudována řada podzemních zásobníků plynu s celkovou skladovací kapacitou přes 4 mld. m³ plynu. Světovým unikátem je zejména kavernový zásobník Háje u Příbrami, jehož skladovací prostory jsou vytesány v mohutném žulovém masivu (jedná se nově vyražené prostory navazující na původní důlní pole uranového dolu). [3]

K významným mezníkům českého plynárenství patřilo také období přechodu plynárenské soustavy ze svítiplynu na zemní plyn, které probíhalo v letech 1973 až 1996. [17]

Tempo rozvoje českého plynárenství však polevilo v posledních třiceti letech; tento významný obor se v současné době rozvíjí pomaleji, než bylo očekáváno. Spotřeba zemního plynu v ČR je od r. 1995 stále podobná a osciluje především podle výkyvů venkovních teplot v zimním období. Za rok 2022 činila spotřeba zemního plynu v ČR 7,5 mld. m³, v roce 2021 9,4 mld. m³ a v r. 2020 8,7 mld. m³.

Také výhledy dalšího rozvoje českého plynárenství do budoucna nejsou optimistické. Naše země byla až do loňského roku téměř stoprocentně závislá na dodávkách zemního plynu z Ruska. Po ukončení dodávek zemního plynu z Ruska bylo nutné hledat nové dodavatele zejména ze zemí mimo EU. Většina chybějících dodávek plynu z Ruska byla nahrazena dodávkami zkapalněného zemního plynu, které mají kolísavou kvalitu podle lokality původu a způsobu zpracování plynu během těžby. Projevilo se to výskytem korozních produktů obsahujících sírné sloučeniny (především sulfid měďnatý), které zanášejí výměníky teplosměnných zařízení a dané spotřebiče vyžadují kratší intervaly čištění. [7] Ke korozi dochází při styku sírných sloučenin s měděnými plynovými rozvody, u kterých může při dlouhodobých účincích sírných látek dojít k porušení integrity a drobným únikům plynu do okolí. Kvalita plynu dopravovaného do ČR však odpovídá legislativním požadavkům. [18]

Také plánované přidávání určitého podílu vodíku k zemnímu plynu zřejmě přinese plynárenství řadu komplikací. Bude nutné otestovat používané materiály na vliv vyšších koncentrací vodíku na jejich stabilitu (korozní křehnutí) a dostatečnou těsnost. Výroba potřebného množství zeleného vodíku, který by se měl přidávat k zemnímu plynu, není v ČR ani v EU zajištěna a vyžádá si nemalé investice do výrobní infrastruktury, které budou v konečné fázi přeneseny z největší části na konečného spotřebitele směšného plynu. Celková spotřeba plynu se zvýší při krytí stejných energetických potřeb o 13 %, protože vodík má třikrát nižší výhřevnost ve srovnání s methanem, který představuje majoritní složku zemního plynu. Snížení emisí skleníkových plynů tedy bude minimální nebo s přihlédnutím k uhlíkové stopě dodatečných zařízení potřebných pro výrobu vodíku dokonce negativní.

Rozumnější cestou by byla cesta záchytu CO₂ vznikajícího při spalování zemního plynu a zpětný transport zachyceného CO₂ a jeho ukládání do ložisek zemního plynu. V Evropě jsme měli po dokončení plynovodů Nord Stream dostatečnou přepravní kapacitu v tranzitních plynovodech, které by byly schopny zajistit přepravu zemního plynu z východu na západ a zpětnou přepravu CO₂ ze západu na východ. Bohužel byly tři ze čtyř linek plynovodů Nord Stream zlikvidovány.

Literatura

1. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en
2. Kolektiv autorů: Plynárenství 1847 – 1997; ATYPO Praha, 1997
3. Kolektiv autorů: Plynárenská příručka; GAS s.r.o., Praha 1997
4. Quarterly Report Energy on European Gas Markets 4. Q 2021
5. Quarterly Report Energy on European Gas Markets 4. Q 2022
6. ERU: Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR za rok 2021
7. <https://ct24.ceskatelevize.cz/ekonomika/3569632-plyn-z-terminalu-muze-vice-znecistovat-kotel-od-bornici-radi-nezanedbavat-udrzbu>
8. MPO; Vodíková strategie České republiky; 2021
9. Páidar M., Giurg A., Denk K.: Výroba vodíku v ČR a její uhlíková stopa Prezentace k projektu NF TAČR KAPPA, 2022
10. Baraj E., Ciahotný K., Hlinčík T.: The water gas shift reaction: Catalyst and reaction mechanism; Fuel, 288, (2021) 119817, 1-16
11. Rábl V., Blažek J.: Základy zpracování a využití ropy; VŠCHT Praha, Praha 2006. ISBN 80-7080-619-2
12. Goluch P.: Připravenost podzemních zásobníků na H₂; Konference Sym Gas, Praha, 2023
13. Kleman T.: Vodíkové projekty SPP Distribúcia; Konference Sym Gas, Praha, 2023
14. Quarterly Report Energy on European Gas Markets 2. Q 2021
15. <https://www.hytep.cz/o-vodiku/ve-zkratce>
16. ERU: Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR za rok 2021
17. Štefl P.: Záměna svítiplynu za zemní plyn; Plyn, 3, 2022, s.: 136-137
18. Prokeš O.: NET4GAS; soukromé sdělení

Summary

The Future of the Czech Gas Industry

Karel Ciahotný

In the Czech Republic, the gas industry is a key sector for ensuring the successful growth of industrial production and the growth of the standard of living. However, the set of Green Deal agreements recently adopted by the European Union envisages the gradual reduction of natural gas consumption and its replacement by ecologically produced (green) hydrogen. However, the production of green hydrogen in the Czech Republic is not yet industrially established, and its realisation will require considerable financial sums as investments in the relevant infrastructure. This will be reflected in a significant increase in the price of gas containing the prescribed proportion of green hydrogen. The planned addition of a certain proportion of hydrogen to natural gas will bring a number of complications to the gas industry. Production of a sufficient amount of green hydrogen, which should be added to natural gas, is not ensured in the Czech Republic or in the EU and will require considerable investment in the production infrastructure, which will in the final phase be transferred for the most part to the end consumer of the mixed gas. Total gas consumption will increase by 13%, as hydrogen has three times lower calorific value compared to methane, which is the majority component of natural gas. The reduction in greenhouse gas emissions will therefore be minimal or, taking into account the carbon footprint of the additional equipment needed for hydrogen production, even negative.