

Ozelenění plynárenského sektoru v ČR: role biometanu a vodíku

Greening of the Gas Sector in Czechia: The Role of Biomethane and Hydrogen

Autor: Ing. Patrik Peťovský

EGU, a.s.

Souhrn:

Článek analyzuje možnosti ozelenění českého plynárenského sektoru se zaměřením na biometan a obnovitelný i nízkouhlíkový vodík. Biometan, navazující na transformaci bioplynových stanic a využití odpadních surovin, může relativně rychle dodat jednotky až desítky TWh a významně snížit emise. Vodík má delší náběh a uplatní se postupně v průmyslu, dopravě a směrem k povinné dekarbonizaci. Klíčová je stabilní regulace, dostupné připojení do sítě, investiční jistota a individuální hodnocení řešení z hlediska emisí i celkových nákladů pro koncové odběratele.

Klíčová slova

biometan, obnovitelný a nízkouhlíkový vodík, dekarbonizace, plynárenství, energetická transformace, infrastruktura, emise, domácnosti

Summary:

The article analyzes the possibilities for greening of the Czech gas sector with a focus on biomethane and renewable and low carbon hydrogen. Biomethane, following on from the transformation of biogas stations and the use of waste raw materials, can relatively quickly supply units of up to tens of TWh and significantly reduce emissions. Hydrogen has a longer lead time and will gradually be used in industry, transport, and towards mandatory decarbonization. Stable regulation, accessible grid connection, investment certainty, and individual evaluation of solutions in terms of emissions and total costs for end users are key.

Key Words

biomethane, renewable and low carbon hydrogen, decarbonization, gas sector, energy transition, infrastructure, emissions, households

Úvod

České plynárenství vstoupilo do období strukturální proměny. Klíčová otázka zní, jak snížit emise skleníkových plynů a současně udržet bezpečnost dodávek i ekonomickou dostupnost energie. Článek popisuje praktické cesty k ozelenění plynového mixu se zvláštním důrazem na biometan a vodík. Opírá se o aktuální stav sektoru, zmapované technologické a infrastrukturní limity a o projekce a výhledy firmy EGU do roku 2050. Zohledňuje Vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu s orientačními milníky pro domácí výrobu a spotřebu nízkoemisních plynů a přináší realistický pohled na maximální rozumný potenciál těchto řešení v českých podmínkách.

Biometan je technologicky připravené řešení s potenciálem rychlejšího nasazení, navazující na transformaci existujících bioplynových stanic a na výstavbu nových kapacit, využívajících biologicky rozložitelné odpady. Vodík má delší náběh vlivem vysokých nákladů na vybudování infrastruktury i na provoz zařízení, to nyní vede k vysoké a nekonkurenční ceně. Pozornost je věnována také dopadům na koncové odběratele včetně vlivu Evropského systému pro obchodování s emisemi EU ETS 2 pro budovy a dopravu a regulovaných složek ceny. Rámec úvah uzavírá posouzení domácí soběstačnosti a očekávané role dovozu po roce 2040 při zachování ekonomické racionality a technické proveditelnosti. Grafy, výhledy a jednotlivé scénáře jsou vytvořeny z podkladů společnosti EGU.

Ozelenění plynu stojí na biometanu dnes a na vodíku zítra. Cíl je snížit emise a zachovat bezpečné dodávky i dostupné teplo

Potenciál biometanu v ČR

Biometan představuje v podmínkách České republiky významný kapacitní i technologický potenciál stát se klíčovým prvkem dekarbonizace plynárenského sektoru. Podle dlouhodobých prognóz spotřeby plynu v ČR na základě analýz a podkladů EGU a optimistického scénáře rozvoje biometanu by domácí produkce mohla do roku

2050 dosáhnout přibližně 14 TWh ročně, což by odpovídalo přibližně 18 % předpokládané roční spotřeby plynového mixu, která se očekává kolem 77 TWh. Tento odhad kombinuje transformaci stávajících bioplynových stanic (BPS) na biometanové stanice (BMS) s výstavbou nových kapacit a navazuje na širší koncept postupného nahrazování fosilního plynu zelenými a nízkouhlíkovými plyny.

Poměrně silným a robustním východiskem pro uskutečnění transformace na soběstačnou a méně emisní plynovou energetiku je současná struktura sektoru. V roce 2025 se v ČR nachází celkem 540 bioplynových stanic, z toho 411 zemědělských a odpadových, které tvoří hlavní základ transformace na výrobu biometanu [1]. K srpnu 2025 bylo postaveno 12 BMS s produkcí okolo 0,26 TWh/rok. Jedná se ale o maximum instalované kapacity, v praxi tato kapacita není ještě plně využita. Pro akceleraci přestaveb je klíčovým momentem doběh původní dvacetileté provozní podpory výroby elektřiny z bioplynu, končící v letech 2031–2032. Do té doby zůstává většina BPS v naší úvaze u výroby elektřiny. Motivací pro nové a transformované jednotky je v jednoduchosti nová soutěžní provozní podpora formou aukcí od roku 2026, kdy provozovatel získá jistotu na 15 let s vysoutěženou cenou, současně se ale vzdává nároku na nakládání se zárukou původu. Současné projekty, ať nové či transformované, jsou převážně bez provozní podpory a biometan prodávají sami skrze obchodníky.

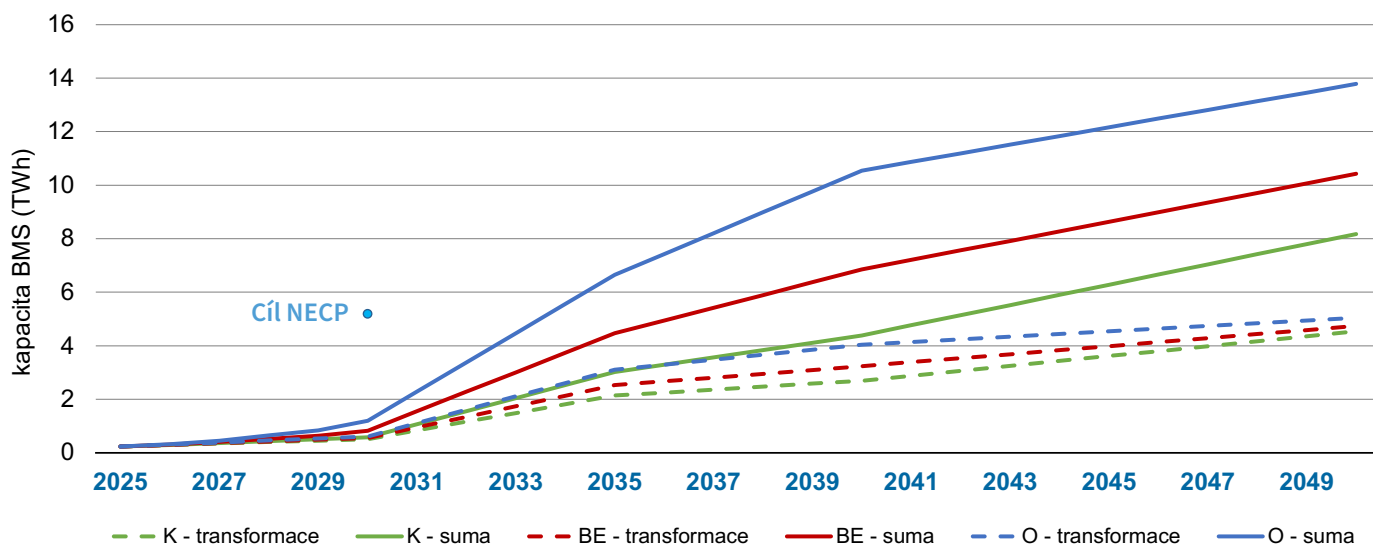
Na potenciál stávajících BPS je nahlíženo především skrze vzdálenost napojení na vysokotlakou plynárenskou soustavu (VTL). Provozovny, které se nacházejí dále od VTL nebo mají výhodnější polohu blíže hlavnímu dopravnímu koridoru, mohou zvolit možnost zkapalnění biometanu a jeho prodej jako LNG pro dopravu. Další možností, byť ekonomicky náročnější kvůli propanizaci, je vtláčení do středotlaké sítě nebo přeprava do centrálního vtláčecího bodu. Vzdálenější BPS proto spadají v tabulce níže do kategorie „max“.

Představme si konzervativní transformaci současných zemědělských BPS do roku 2030, a to 15 % kapacity provozu. Za toho předpokladu lze očekávat dodatečnou výrobu 20–41 milionů m³ biometanu nad dnešní kapacitu 25 milionů m³, samozřejmě dle vzdálenosti od VTL. Jak bylo zmíněno v našem výhledu, očekáváme růst

Tabulka 1 – Potenciál biometanu v závislosti na vzdálenosti od VTL – interní databáze EGÚ

vzdálenost od VTL	produkce bioplynu	ekv. biometanu	potenciál v roce 2030*	potenciál v roce 2040*
do 500 m	209,0	114,9	48,8	154,6
do 1 km	307,9	169,3	58,2	214,0
do 2 km	432,5	237,9	70,0	288,9
max	747,3	411,0	99,9	478,0

* v potenciálu je uvažována i kapacita současných BMS v provozu



Graf 1 – Očekávaný vývoj produkce BM dělen do scénářů a s cílem NCEP

transformovaných BMS až po roce 2030. Do roku 2040 očekáváme, že bude transformováno až 95 % současných provozů. Zároveň uvažujeme i rozšíření kapacity jednotlivých provozů o 10–15 % tak, jak můžeme v současnosti pozorovat u již transformovaných BMS.

U nových BMS očekáváme využití primárně biologicky rozložitelného odpadu (BRO) a živočišné vstupy, kde je nejvyšší přidaná hodnota a kde emisní bilance může být velmi nízká až záporná, což je v sektoru dopravy zohledněno v ceně takového biometanu. Materiálový potenciál BRO v ČR se odhaduje dle simulačního modelu pro odpadové hospodářství Tiramiso [2] do roku 2040 až na 5,4 milionu t ročně. To při předpokladu vytřídění až 80 % veškerého BRO a typové produkci metanu znamená teoretickou výrobu až 828 milionů m³ biometanu (okolo 8,7 TWh) za rok. Celkový surovinový potenciál ČR se rámcově odhaduje na 10–15 TWh [3]. Dle interního výhledu očekáváme ve scénáři „Best Estimate“ v roce 2050 celkovou produkci biometanu v ČR ve výši přibližně 10 TWh. Tento výsledek je založen na předpokladu transformace stávajících provozů a postupného růstu nové kapacity. Pro dosažení optimistického scénáře, tedy produkce blízke 14 TWh v roce 2050, by bylo potřeba vybudovat zhruba 400 nových provozů středně velké velikosti (okolo 2 milionů m³/rok), což vyžaduje souběžné řešení povolenacích procesů, připojení a zajištění vstupů a dodavatelských řetězců pro technologii. Jedním z důsledků transformace BPS je snížení celkového dodávaného elektrického výkonu, který je obnovitelný a během roku i jednotlivých dní stabilní bez ohledu na počasí. Na druhou stranu mohou některé provozy díky využití stávajícího výkonu kogeneračních jednotek poskytovat zvýšenou technickou i obchodní flexibilitu, což jim umožňuje profitovat z více trhů, pokud to bude z hlediska technických, obchodních a legislativních podmínek možné.

Cíl politického dokumentu potvrzuje ambici rychlého rozvoje: aktualizovaný Vnitrostátní plán ČR v oblasti

energetiky a klimatu (NECP) uvažuje v roce 2030 s produkční úrovní 491 milionů m³ (přibližně 5,2 TWh) a do roku 2029 s provozem jednoho sta funkčních a provozovaných biometanových stanic [4]. Optimistické ve výrobě biometanu je i poslední znění nařízení vlády č. 189/2022 Sb. o vymezení rozvoje podporovaných zdrojů energie. To stanovuje očekávanou výrobu nových biometanových kapacit na přibližně 60 milionů m³ v roce 2025, 90 milionů m³ v roce 2026 a zhruba 110 milionů m³ v roce 2027 [5]. Dosavadní tempo výstavby nových a transformací stávajících však zatím těmito trajektoriím neodpovídá, což odráží regulační a tržní nejistoty i investiční cykly provozovatelů. Scénáře dalšího vývoje, které jsou znázorněny níže, vycházejí z analýz EGU a zohledňují aspekty popsané v této kapitole. Rozlišujeme tři varianty: O – optimistický scénář, BE – nejlepší odhad (best estimate) a K – konzervativní scénář. V grafech je uveden součet kapacity transformovaných a nově vybudovaných BMS označený jako „suma“.

Transformace bioplynových stanic a nové projekty mohou dodat jednotky až desítky TWh. Klíčové jsou stabilní podpora, připojení k síti a dostupnost vstupních surovin

Závěrem lze konstatovat, že biometan představuje technologicky zralé a škálovatelné řešení pro dekarbonizaci plynárenské soustavy, které je kompatibilní s existující infrastrukturou a může být rychleji nasazováno než řada alternativ. Realizace odhadovaného potenciálu bude záviset na stabilitě podpůrného rámce, kvalitě projektové přípravy a efektivním řízení vstupních řetězců. V sektoru dopravy jsou v několika státech včetně České republiky nastaveny mechanismy, které zohledňují uhlíkovou stopu a zvýhodňují využití odpadů a zbytkové biomasy.

V ostatních sektorech je v současné praxi biometan často vykazován jako nízkoe emisní plyn bez ohledu na původ, protože dekarbonizace se opírá o systém záruk původu. V tomto nastavení může biometan do roku 2050 dodat významný objem nízkoe emisní energie a současně posílit odolnost domácího plynárenství vůči externím šokům.

Vodík jako součást zeleného plynového mixu

Současná výroba vodíku v České republice je téměř výhradně „šedá“, tedy pochází z fosilních zdrojů a slouží primárně pro vnitropodnikové potřeby chemického průmyslu a rafinerií. Roční spotřeba se odhaduje přibližně na 125 kiloton [6]. V ČR je pár vodíkových projektů, které se soustředily na čistě 100% zelený vodík, nicméně současně nejsou takové modely udržitelné a projekty mají převážně ověřovací charakter, kdy z hlediska bilance představují méně než jednu desetinu procenta výroby. Bez specifických investičních podnětů a uvolnění regulací se v příštích letech pravděpodobně neodehraje žádná zásadní změna ve struktuře výroby.

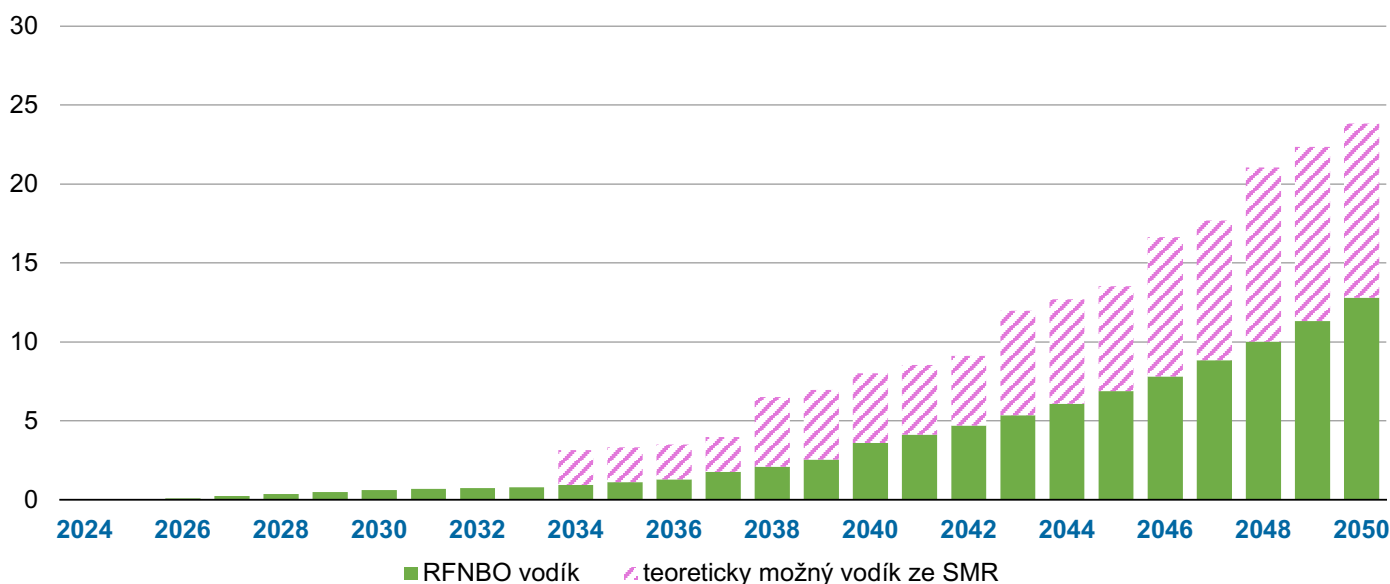
Rozdíl mezi šedým a zeleným vodíkem je v jednoduchosti definován původem energie a emisní bilancí, i když se od barevného označení upouští, přesto si pro účely článku definujeme šedý, zelený vodík a nízkouhlíkový vodík. Šedý vodík se získává zejména parním reformingem metanu či pyrolýzou uhlovodíků s vysokou uhlíkovou stopou. Zelený vodík se vyrábí elektrolýzou vody s využitím elektřiny z obnovitelných zdrojů a pro uznání v evropské statistice (RFNBO – „obnovitelná paliva nebiologického původu“) musí splnit podmínky adicionality i časové a geografické korelace – tedy prokazovat, že elektřina je nová, místně i časově sladěná s výrobou vodíku a typicky ne starší než 36 měsíců od zprovoznění zdroje, mimo jiné. Tyto požadavky jsou v českých podmínkách dnes hlavní

překážkou rychlého škálování zeleného vodíku. Nízkouhlíkový vodík z elektrolýzy napájený elektřinou z jaderného zdroje může být doplňkem budoucího mixu, nyní to ale legislativně není možné.

Ekonomika výroby zeleného vodíku je v současnosti nepříznivá. Při uvažovaných nákladech 15 EURO/kg [7] (≈ 375 Kč/kg) odpovídá energetická cena zhruba 11 250 Kč/MWh, což je téměř desetkrát více než u šedého vodíku (≈ 1200 Kč/MWh) a více než dvanáctkrát více než u zemního plynu (≈ 899 Kč/MWh). Rozvoj vodíku u nás brzdí kombinace ekonomiky, regulace a projektové připravenosti: potřebné jsou lokality s připojením k síti, garantovaná dodávka nové elektřiny z OZE a odběratelé ochotní dlouhodobě kontraktovat i „zpeněžit“ nízkoe emisní atributy. Přísné požadavky RFNBO spolu s vysokými CAPEX/OPEX proto předurčují spíše pomalý nárůst podílu obnovitelného vodíku, a to primárně v segmentech s povinnou dekarbonizací či prémiovou poptávkou. V současnosti se očekává pro vyšší růst pokles ceny technologie, a tedy nižší CAPEX.

Po roce 2034 v interním optimistickém výhledu EGU předpokládáme využití nízkouhlíkového vodíku ze SMR. Konkrétně využití maximálně čtyř reaktorů o výkonu 460 MW. Samozřejmě v případě, že to bude ekonomicky výhodné oproti jinému využití elektřiny. Počítejme s tím tedy jako s podmíněnou možností, nikoli jako s pilířem do roku 2050.

Přimíchávání vodíku do zemního plynu je vnímáno jako přechodné opatření pro rozvoj vodíkového hospodářství. Podle Vodíkové strategie ČR [6] je distribuční plynárenská soustava již dnes technicky připravena na provoz se směsí zemního plynu s vodíkem až do přibližně 20 % objemového podílu, zatímco u přepravní soustavy se předpokládá nižší podíl. Konkrétní úroveň příměsi musí být v každém případě v souladu s platnou legislativou a s technickou



Graf 2 – Vývoj produkce RFNBO a teoretické produkce nízkouhlíkového vodíku ze SMR

připraveností odběrných plynárenských zařízení a koncových spotřebičů. Blending umožní náběh spotřeby vodíku bez rozsáhlých okamžitých zásahů do infrastruktury a u kompatibilních zařízení i bez dodatečných investic na straně odběratelů. Základní ekonomiku využití vodíku však za současných cen a omezené dostupnosti obnovitelného vodíku zásadně nemění. Jeho hlavním přínosem je rozvoj trhu, standardů, provozních zkušeností a postupné snižování emisí skleníkových plynů.

Přestože podíl zelených plynů ve spotřebě poroste, bude i tak nutný dovoz, kdy bude domácí vodík do roku 2050 sice významnou, ale spíše menšinovou složkou českého plynového mixu.

Výroba zeleného vodíku má smysl, ale vyžaduje čas a levnou přebytečnou elektřinu. Skutečný rozvoj přijde se snížením CAPEX nákladů

Vývoj zastoupení zelených plynů ve spotřebě

Plynový mix může být v budoucnu výrazně zelenější, ovšem to, jaký je potenciál, nemusí vždy vypovídat o ekonomickém aspektu. Domácí biometan a obnovitelný vodík plně nepokryjí spotřebu. I v optimistických výhledech popsaných výše se v roce 2050 dostáváme na soběstačnost zhruba na úrovni poloviny, což je úctyhodné číslo, avšak pro úplné ozelenění bude nutné zbývající část zajistit dovozem, především ve formě vodíku.

Domácí soběstačnost zelených plynů staví nejprve na biometanu. Do poloviny příští dekády je předpokládána přestavba stávajících bioplynových stanic na biometanové

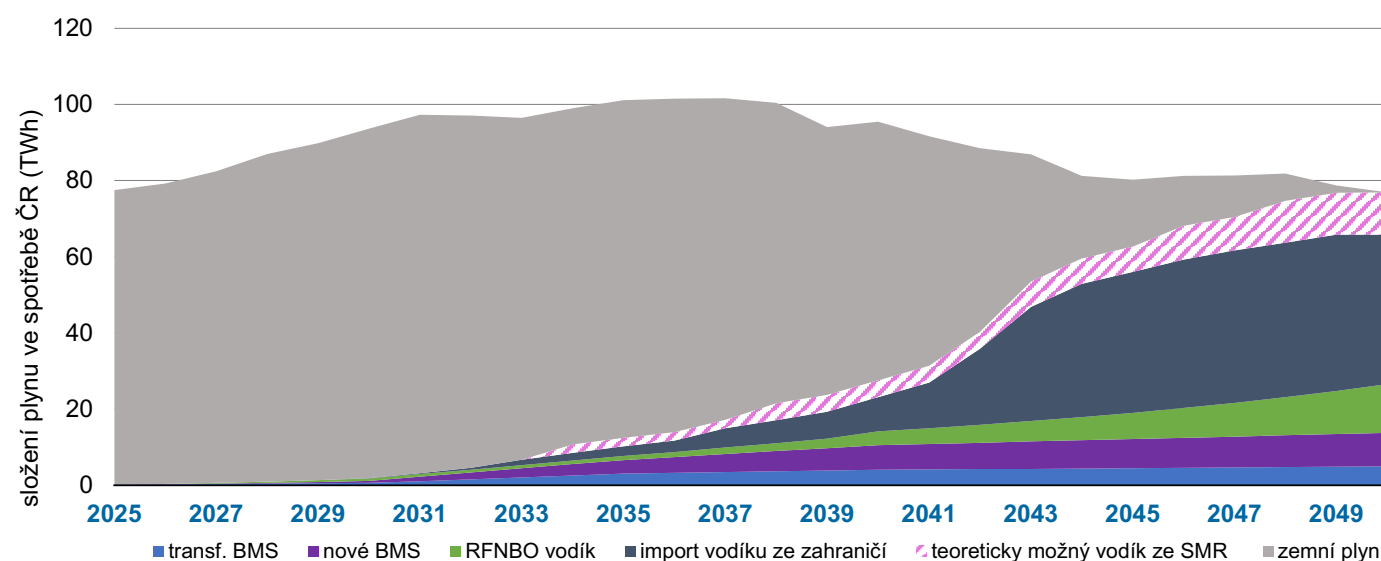
provozy, paralelně s tím i výstavba nových zdrojů, využívajících zejména odpady a zbytkovou biomasu. Obnovitelný vodík zůstává do této doby doplňkovým zdrojem a jeho role roste s vyšší dostupností elektřiny z nových obnovitelných zdrojů a s poklesem investičních nákladů elektrolyzérů. Příspěvek vodíku, vyráběného elektrolyzou napájenou malými modulárními reaktory, je vnímán jako podmíněná možnost pro případ výrazně vyšší poptávky po vodíku.

Dovoz obnovitelného a nízkouhlíkového vodíku je očekáván již okolo roku 2030, a to zejména prostřednictvím repurposingu plynovodů společnosti NET4GAS [6]. V první fázi má být dovážěn vodík především pro chemický průmysl a sektor dopravy, aby mohly být plněny požadavky evropské legislativy na podíl obnovitelného vodíku a obnovitelných paliv nebiologického původu. Během třicátých let se předpokládá postupný růst dovozních kapacit a po roce 2040 může import dále posilovat například napojením Evropy na levný vodík ze severní Afriky [6]. Tyto vztahy shrnuje přiložený graf se scénářem optimistického vývoje, přičemž spotřeba plynu a jednotlivé výrobní toky vycházejí z interních výhledů společnosti EGU.

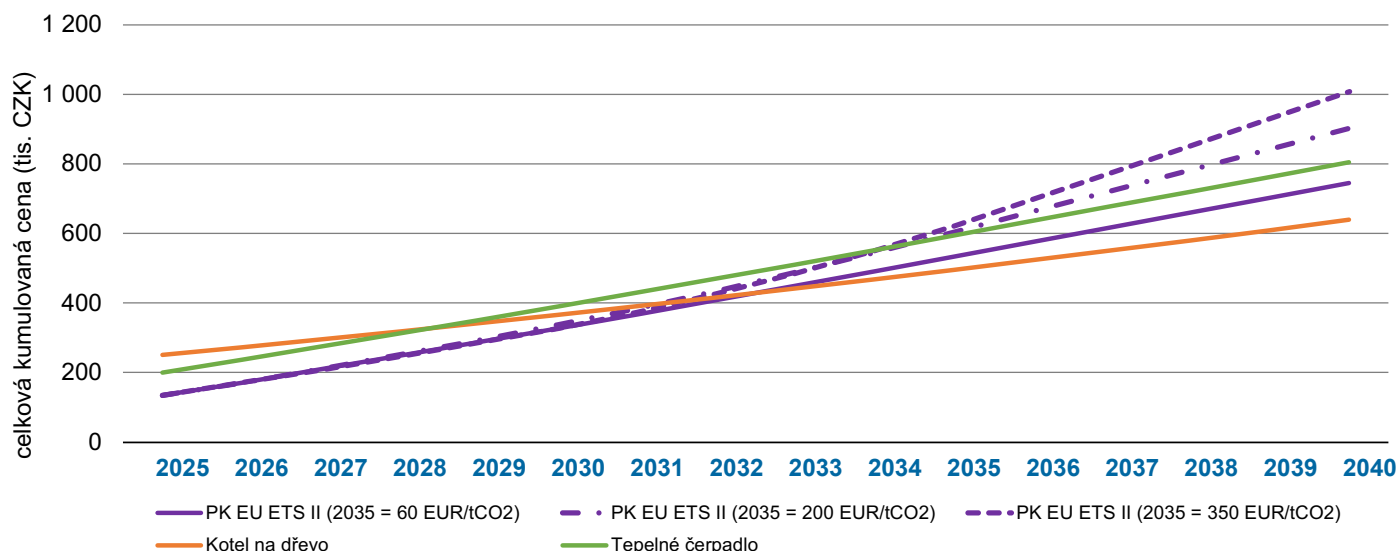
Elektrifikace vytápění a průmyslových procesů spolu s úsporami snižují celkovou poptávku po plynu směrem k roku 2050. Nižší očekávaná spotřeba usnadňuje růst podílu zelených a nízkouhlíkových plynů, přesto zůstává dovoz trvalou součástí bilance.

Ekonomika ozelenění plynového mixu pro domácnosti

Rostoucí podíl zelených plynů v českém energetickém mixu přináší nejen příležitosti pro snižování emisí, ale také nové výzvy v oblasti energetické soběstačnosti a závislosti na dovozech, což přímo ovlivňuje i domácnosti. Cena tepla pro domácnosti bude ovlivněna hlavně



Graf 3 – Vývoj zastoupení zeleného plynu ve spotřebě plynu v ČR



Graf 4 – Porovnání kumulované ceny za vytápění v RD dle typu zdroje, s citlivostí na EU ETS 2

cenou komodity, cenou emisní povolenky v rámci EU ETS 2 a regulovanými platbami za využití sítě. Na základě zkušeností ze západních zemí lze předpokládat, že podíl komodity na konečné ceně pro spotřebitele bude v případě plynu i elektřiny postupně klesat. Naopak regulované platby budou vykazovat trend růstu, ať ty vztažné na objem energie, tak i ty stálé – měsíční. Naše interní analýzy ukazují, že ceny elektřiny pravděpodobně porostou rychleji než ceny plynu. Hlavním důvodem je nutnost modernizace a především rozšiřování a posilování elektrizační soustavy, kterou ovlivňuje rostoucí využívání obnovitelných zdrojů energie, mimo jiné. Oproti tomu plynárenská infrastruktura má dostatečnou kapacitu a vyžaduje běžnou údržbu, bez potřeby velkých investic do nutného rozšiřování kapacit. Právě tento rozdíl nutného posilování kapacity na jedné straně a údržby stávajícího povedou k rychlejšímu růstu regulovaných plateb u elektřiny.

Připojení k plynové síti, pokud je možné, je většinou výhodné díky nižší počáteční investici a pomalejšímu růstu provozních nákladů. To platí zejména při rekonstrukcích a při výměně plynového kondenzačního kotle (PKK), kdy je vstupní investice nižší než u tepelného čerpadla (TČ), a to i po započtení investiční dotace. Nevýhodou PKK je však těžko předvídatelná cena emisní povolenky EU ETS 2, jejíž vývoj může negativně ovlivnit celkovou výhodnost investice. Porovnání kumulované ceny je znázorněno níže v grafu 4.

Typový příklad vychází z konstrukce rodinného domu z roku 2005, který je částečně zateplen a má běžnou radiátorovou otopnou soustavu. Roční potřeba energie na vytápění a teplou užitkovou vodu činí přibližně 21 MWh. Kotel na dřevo je v grafice uveden pouze demonstrativně. Při vytápění biomasou se neplatí povolenka EU ETS 2, komfort provozu však nelze srovnávat s tepelným čerpadlem ani s plynovým kondenzačním kotlem. Biomasová varianta na pelety je dlouhodobě méně výhodná i ve srovnání s PKK a TČ a pro přehlednost není v grafu znázorněna.

Typová analýza ukazuje, že TČ se stávají výhodnější volbou přibližně po deseti letech, pokud cena povolenky EU ETS 2 dosahuje 100 €/tCO₂. Při srovnávání různých technologií je třeba zohlednit jejich rozdílnou životnost – tepelná čerpadla obvykle vydrží asi patnáct let, poté často vyžadují výměnu kompresoru, zatímco kotle PKK mají životnost kolem dvaceti let. Rozdíly v délce životnosti a potřebných reinvesticích během sledovaného období nebyly zahrnuty do hodnocení. V provozních nákladech jsou započítány také náklady na servis a revize. Rovněž u TČ byla zohledněna úspora, vznikající změnou tarifu z D02d na D27d při provozu dalších zařízení v domácnosti. Provoz TČ je výhodnější zejména v objektech s moderní nízkoteplotní otopnou soustavou a vyšší roční spotřebou energie na vytápění. U energeticky úsporných RD se kvůli vyšší počáteční investici často vyplácí až za hranicí životnosti zařízení.

Závěr a doporučení

Biometan může v českých podmínkách představovat významný pilíř dekarbonizace s potenciálem dodat jednotky až nižší desítky terawatt hodin ročně při důsledné transformaci stávajících bioplynových stanic a při rozvoji nových zařízení, orientovaných na odpady a zbytkové biomasy. Úspěch bude záviset na stabilitě podpůrného rámce, dostupnosti připojení do plynárenské infrastruktury a na dodavatelském řetězci. Obnovitelný a nízkoemisní vodík bude vstupovat do bilance postupně a bude se opírat o segmenty s povinnou dekarbonizací a o ochotu trhu zpeněžit nízkoemisní atribut. Z dlouhodobého hlediska zůstane nezbytné doplnění domácí výroby dovozem. V tomto nastavení může ozelenění plynového mixu přispět k dosažení národních cílů a současně posílit odolnost plynárenské soustavy vůči externím šokům.

Z pohledu koncových spotřebitelů je důležité sledovat vývoj regulovaných plateb a ceny povolenky, které se promítají do konkurenceschopnosti jednotlivých technických řešení

vytápění. Plynový kondenzační kotel může být v řadě případů ekonomicky výhodný, zejména při nižší počáteční investici a při postupném růstu nákladů, zatímco tepelné čerpadlo získává výhodu při vyšší ceně povolenky a ve spotřebou náročnějších objektech. Pro praxi z toho plyne potřeba individualizovaného posouzení a důraz na projekty s nejvyšším emisním přínosem a reálnou dostupností technologie.

Citovaná literatura

- [1] „Česká bioplynová asociace - Mapa bioplynových stanic,“ [Online]. Available: <https://www.czba.cz/mapa-bioplynovych-stanic.html>. [Přístup získán 15 8 2025].
- [2] M. Pavlas, R. Šomplák, J. Roupec, J. Talpa a V. Smejkalová, „Tiramiso,“ 2021. [Online]. Available: <https://tiramiso.mzp.cz/>.
- [3] T. Navrátilová, „Bariéry v rozvoji a potenciál biometanu v ČR,“ 2023. [Online]. Available: https://www.czbiom.cz/wp-content/uploads/6-CPS_Navratilova_Bariery-v-rozvoji-a-potencial-biometanu-v-CR.pdf.
- [4] [Online]. Available: <https://www.mpo.gov.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/aktualizace-vnitrostatniho-planu-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--277532/>.
- [5] „Nařízení vlády o vymezení rozvoje podporovaných zdrojů energie,“ 28 11 205. [Online]. Available: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2022-189/zneni-20251128>.
- [6] Ministerstvo průmyslu a obchodu, „Vodíková strategie ČR aktualizace 2024,“ 2024. [Online]. Available: <https://mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2024/7/Vodikova-strategie-CR-aktualizace-2024.pdf>.
- [7] J. Sochor, „The Cost Challenge: Unlocking the Potential of EU Renewable Hydrogen Production Through Effective Regulation – HYTEP,“ [Online]. Available: https://www.hytep.cz/images/dokumenty-ke-stazeni/Policy%20Paper_RFNBO_HYTEP.pdf.



Ing. Patrik Petovský

V roce 2023 absolvoval Fakultu strojního inženýrství VUT Brno, obor procesní inženýrství. Nyní působí ve společnosti EGU, a.s. jako analytik. Zabývá se přípravou datových podkladů, jejich vyhodnocení, optimalizací a simulací procesů. Současně je zodpovědný za vedení některých grantových projektů v rámci vědy a výzkumu.



30. ROČNÍK KONFERENCE EGU

ENERGETIKA 2026

**NOVÝ REALISMUS:
30 ÚKOLŮ NA DALŠÍCH 30 LET**



23. – 24. ZÁŘÍ 2026
HOTEL PASSAGE, BRNO

Registrace spuštěna na www.egu.cz