



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

ENERGETICKÝ ÚSTAV

ENERGY INSTITUTE

SYSTÉM POWER-TO-GAS

POWER TO GAS SYSTEM

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Štěpán Urbánek

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.

BRNO 2021

Zadání bakalářské práce

Ústav:	Energetický ústav
Student:	Štěpán Urbánek
Studijní program:	Strojírenství
Studijní obor:	Energetika, procesy a životní prostředí
Vedoucí práce:	doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.
Akademický rok:	2021/22

Ředitel ústavu Vám v souladu se zákonem č.111/1998 o vysokých školách a se Studijním a zkušebním řádem VUT v Brně určuje následující téma bakalářské práce:

System power-to-gas

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Náplní práce je rešeršní představení problematiky využití výhřevných plynů pro dlouhodobou akumulaci energie. V rámci tohoto bodu budou rešeršním způsobem představeny možnosti výroby vodíku a metanu, jejich skladování a následná přeměna do využitelné formy energie. Představeny budou dohledatelné realizace systémů P2G. Z publikovaných materiálů výrobců dílčích komponent pro systémy P2G budou získány energetické účinnosti dílčích částí systému. Na základě získaných dat bude ideově navržen systém P2G pro konkrétní aplikaci a odpovídající bilanční model systému, umožňující vyjádřit vliv změny účinnosti dílčích komponent na celkovou efektivnost akumulace energie.

Cíle bakalářské práce:

1. Představení technologie P2G a dílčích komponent systému.
2. Představení dohledatelných realizací projektů P2G.
3. Vytvoření bilančního modelu pro hodnocení efektivnosti technologie P2G a zhodnocení vlivu účinností dílčích komponent.
4. Zpracování bilančního návrhu systému P2G pro konkrétní uvažovanou realizaci.

Seznam doporučené literatury:

MARKUS, Lehner. Power-to-gas: Technology and business models. 2014, ISBN 3319039946.

MÉZIANE, Boudelal. Power to gas. 2018, ISBN 3110558815.

Termín odevzdání bakalářské práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2021/22

V Brně, dne

L. S.

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.
ředitel ústavu

doc. Ing. Jaroslav Katolický, Ph.D.
děkan fakulty

ABSTRAKT

Tato bakalářská práce se zabývá systémem Power to Gas a jeho dílčími komponentami. V první části této práce je rešerše dílčích komponent Power to Gas. Ve druhé části je vypracován bilanční model systému Power to Gas na základě dohledaných technických parametrů z části první. Třetí část se zabývá dohledatelnými realizacemi systému Power to Gas a v poslední části je návrh systému pro domovní realizaci.

Klíčová slova

Power to gas, elektrolýza vody, metanizace, reforming, palivové články

ABSTRACT

This bachelor thesis deals with Power to Gas system and its subcomponents. The first part of this thesis is research of the Power to Gas subcomponents. In the second part a balance model of the Power to Gas system is developed based on the traced technical parameters from the first part. The third part deals with traceable implementations of the Power to Gas system and the last part is the design of the system for home implementation.

Key words

Power to gas, water electrolysis, methanation, reforming, fuel cells

BIBLIOGRAFICKÁ CITACE

URBÁNEK, Štěpán. *Systém power-to-gas* [online]. Brno, 2022 [cit. 2022-02-25]. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/140364>. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, Energetický ústav. Vedoucí práce Jiří Pospíšil.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem *bakalářskou* práci na téma **Systém power-to-gas** vypracoval(a) samostatně s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který tvoří přílohu této práce.

18.05.2022

Štěpán Urbánek

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji tímto doc. Ing. Jiřímu Pospíšilovi, Ph.D. za cenné připomínky a rady, které mi poskytl při vypracování závěrečné práce. Také bych chtěl poděkovat Ing. Jakubu Lindovi za jeho rady při vypracování praktické části této práce.

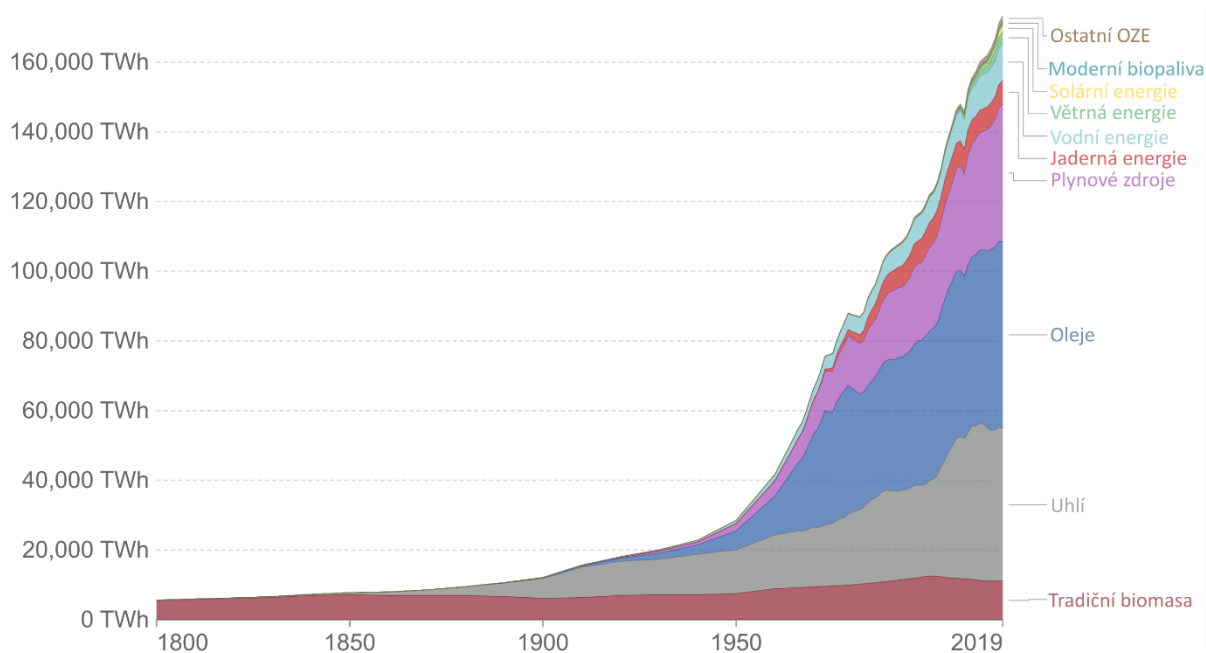
OBSAH

1	Úvod.....	11
2	Systém Power to Gas.....	12
2.1	Elektrolýza vody.....	12
2.1.1	Alkalické elektrolyzéry (Alkaline electrolyser – AEC).....	12
2.1.2	Elektrolyzéry s polymerní elektrolytovou membránou (Polymer electrolyte membrane electrolyser – PEMEC).....	14
2.1.3	Vysokoteplotní elektrolyzéry (Solid oxide electrolyser – SOEC).....	17
2.2	Skladování vodíku.....	19
2.2.1	Stlačený vodík.....	19
2.2.2	Zkapalněný vodík.....	20
2.2.3	Skladování v pevné fázi.....	21
2.3	Metanizace.....	21
2.3.1	Katalytická metanizace.....	21
2.3.2	Biometanizace.....	24
2.4	Skladování metanu.....	25
2.4.1	Zkapalněný zemní plyn (LNG).....	25
2.4.2	Stlačený zemní plyn (CNG).....	26
2.4.3	Podzemní úložiště metanu.....	26
	Skladování ve stejném úložišti.....	27
2.5	Reforming.....	27
2.5.1	Parní reforming.....	28
2.5.2	Autotermní reforming.....	28
2.6	Palivové články.....	29
2.6.1	Alkalické palivové články (Alkaline fuel cell – AFC).....	29
2.6.2	Palivové články s polymerní membránou (Polymer electrolyte membrane fuel cell – PEMFC).....	30
2.6.3	Vysokoteplotní palivové články (Solid oxide fuel cell – SOFC).....	32
3	Bilanční model.....	34
3.1	Zhodnocení vlivu účinností dílčích komponent.....	35
4	Přehled realizací projektů PtG.....	38
4.1	Audi e-gas.....	38
4.2	Electrochaea – BioCat.....	39
4.3	BioPower2Gas (Microb Energy).....	39
4.4	Helmeth (Sunfire).....	39
4.5	RENOVAGAS.....	39
4.6	STORE&GO.....	40
4.6.1	PtG ve Falkenhagenu.....	40
4.6.2	PtG v Troji.....	40
4.6.3	PtG v Solothurnu.....	40
5	Bilanční návrh systému PtG k rodinnému domu.....	41

5.1	Popis výpočtového objektu.....	41
5.1.1	Umístění objektu.....	42
5.1.2	Získávání tepla.....	42
5.2	Spotřeba energie domu.....	42
5.3	Rozložení spotřeby energie.....	43
5.4	Rozložení spotřeby energie do jednotlivých měsíců.....	43
5.5	Návrh fotovoltaických panelů.....	44
5.5.1	Výpočet účinnosti.....	44
5.5.2	Výpočet dopadající energie za jeden den.....	46
5.5.3	Výpočet celkové dodané energie FV panely.....	47
5.6	Návrh PtG systému.....	48
6	Závěr.....	51
	Seznam použitých zdrojů.....	52
	Seznam použitých zkratk a symbolů.....	55

1 Úvod

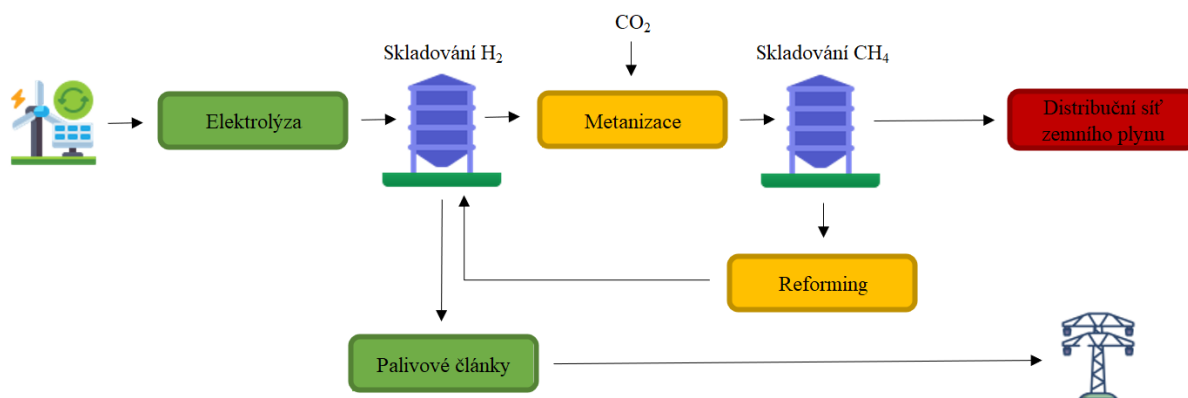
Energetika je dnes jedním z největších producentů skleníkových plynů a spotřeba elektřiny stále roste. Tento trend nárůstu spotřeby energie s největší pravděpodobností bude pokračovat i nadále, což je nejspíše zapříčiněno vývojem energetiky a celkového průmyslu v rozvojových zemích a také nárůstem světové populace. Na obrázku 1.1 lze vidět vývoj světové spotřeby elektrické energie. Je proto potřeba vývoje nových i stávajících technologií obnovitelných zdrojů energie stále větší. Dalším důvodem pro tento vývoj je také Zelená Dohoda pro Evropu, což je soubor opatření, které by měly vést k tomu, aby byla Evropa v roce 2050 klimaticky neutrální. S růstem produkce elektrické energie z obnovitelných zdrojů ovšem roste i problém s tím, že většina těchto technologií, například fotovoltaické panely nebo větrné turbíny, jsou velmi závislé na povětrnostních podmínkách, které se mění každou chvíli. Takže vznikají okamžiky, kdy jsou elektřiny velké přebyty a kdy jsou zase naopak nedostatky. Proto je třeba tyto výkyvy produkce a odstávek nějakým způsobem pokrýt. Nabízí se tedy skladování přebytků energie pro období, kdy je elektřiny nedostatek. Jednou z možností skladování je pomocí baterií, které mají sice v některých případech poměrně velkou kapacitu, ovšem jejich životnost je někdy limitujícím parametrem této technologie. Dalším a velmi inovativním způsobem, jak ukládat přebytečnou energii, je transformace přebytečné elektrické energie do výhřevných plynů a jejich následné skladování a využití. Tímto způsobem se zabývá technologie Power to Gas.



Obrázek 1.1 Vývoj celosvětové spotřeby elektřiny [1]

2 Systém Power to Gas

Jak bylo zmíněno v úvodní kapitole této práce, výkyvy výroby energie z obnovitelných zdrojů energie (OZE) je zapotřebí pokrýt nějakou formou uskladnění přebytečné energie pro období nedostatku. Nabízí se tedy systém Power to Gas (PtG), ve kterém se využívá přeměna této přebytečné el. energie do výhřevných plynů (vodík či metan). Základem této technologie je elektrolýza vody, ve které se využívá přebytečná elektřina pro přeměnu vody na vodík a kyslík. Následně může být vodík skladován a později například přeměněn zpět na el. energii pomocí palivových článků. Nebo je vodík společně s CO_2 využit pro proces metanizace, kde je vyroben metan a voda/vodní pára. Výsledným produktem metanizace je téměř čistý metan (produkt bývá také označován jako SNG – Syntetický zemní plyn). Ten může být vsřikován do distribuční sítě zemního plynu, nebo může být skladován a přeměněn nejprve zpět na vodík pomocí reformingu a dále na elektřinu pomocí palivových článků, či jinak využíván. Schéma možného zapojení systému PtG je znázorněno na obrázku 2.1.



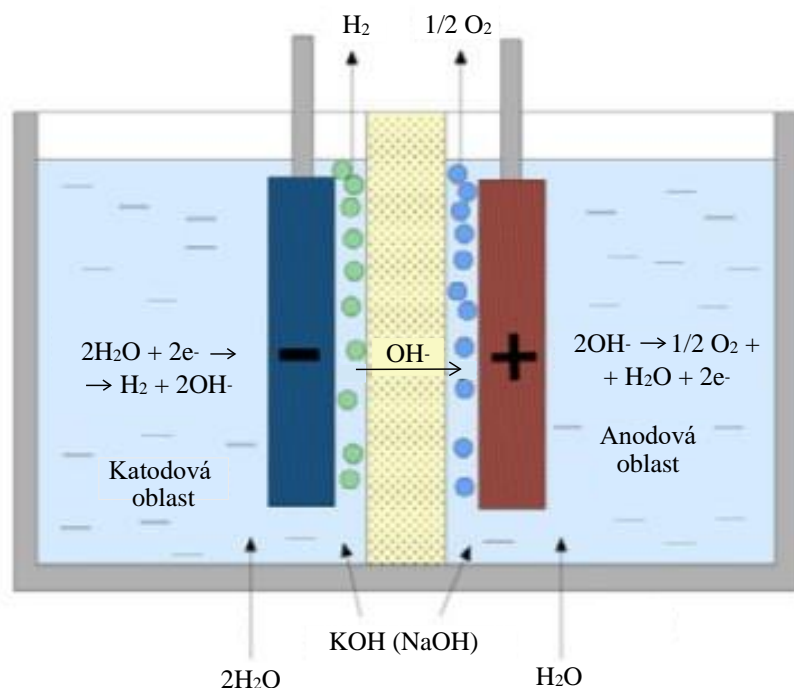
Obrázek 2.1 Schéma systému Power to Gas

2.1 Elektrolýza vody

Elektrolýza vody je osvědčená technologie, která se využívá v mnoha typech průmyslu (potravinářství, hutnictví atd.) již několik let. Lze také říci, že jde o základní pilíř celého systému PtG. V dnešní době se jedná o nejslibnější technologii pro výrobu tzv. zeleného vodíku, což je vodík, při jehož výrobě nevznikají žádné emise CO_2 . Mezi ty vyspělejší druhy elektrolýzy patří alkalická (AEC), elektrolýza využívající pevnou polymerní membránu (PEM) a elektrolýza využívající pevné oxidy jako elektrolyt (Vysokoteplotní elektrolýza). Jednotlivé technologie se liší především druhem elektrolytu, provozními teplotami, tlaky a také vyspělostí. Tyto odlišnosti jsou postupně rozebrány v následujících kapitolách.

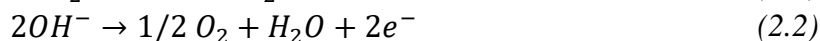
2.1.1 Alkalické elektrolýzéry (Alkaline electrolyser – AEC)

Alkalické elektrolýzéry jsou doposud nejvíce rozvinutou a poměrně levnou technologií elektrolýzy vody a představují jakýsi standard při výrobě zeleného vodíku v průmyslovém měřítku. Článek tohoto elektrolýzéry se skládá ze dvou elektrod (anoda a katoda) ponořených do 20–40 hm.% hydroxidu draselného (KOH), popř. NaOH. Dále článek obsahuje mikroporézní (separační) membránu oddělující anodovou a katodovou oblast. Jednotlivé články se dále skládají do svazků, kde bývá zhruba 30 až 200 jednotlivých článků. Články se mohou sestavovat buď paralelně (unipolární elektrolýzér) nebo sériově (bipolární elektrolýzér). V dnešní době je více používaný unipolární elektrolýzér kvůli jeho nižším ohmickým ztrátám. [2]



Obrázek 2.2 Schéma Alkalického elektrolyzéro [2]

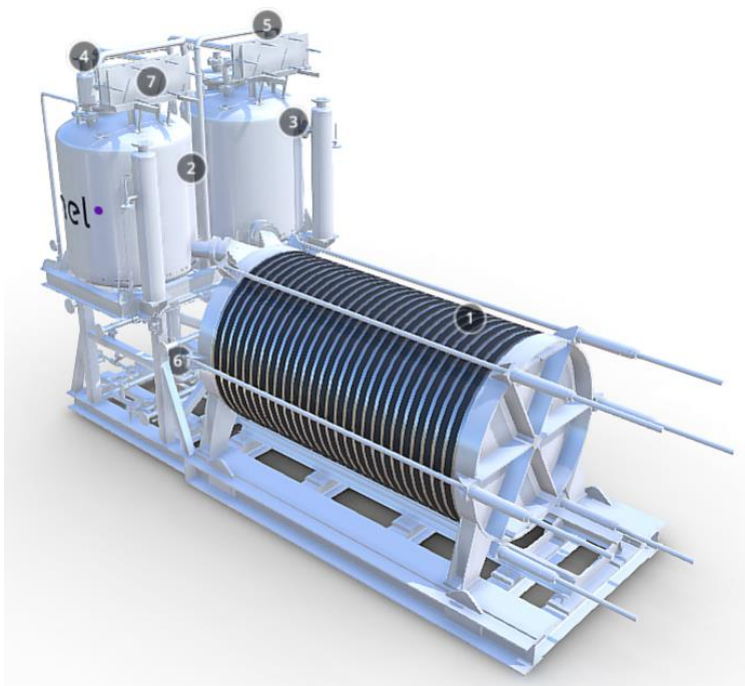
Přivede-li se stejnosměrný proud do elektrolyzéro, dochází na katodě ke vzniku vodíku a hydroxidových iontů dle reakce (2.1). Tyto hydroxidové ionty dále putují skrze mikroporézní membránu na anodu, kde oxidují dle reakce (2.2). Nedochází zde k výměně elektrolytu, ale musí se časem doplňovat kvůli vznikajícím ztrátám. [2]



Od elektrod je vyžadováno, aby vykazovaly co největší katalytickou aktivitu a také byly co nejodolnější. Toho lze dosáhnout vhodnou volbou materiálu, či vhodnou úpravou povrchové nanostruktury. Jako vhodné procesy pro úpravu a aktivaci povrchu lze považovat leptání, sliňování, pískování, kompozitní povlaky nebo galvanické pokovování. Častým materiálem elektrod bývá tzv. Raneyho nikl, což je slitina na bázi niklu. Nejpoužívanějšími jsou slitiny Ni–Al, Ni–Zn či Ni–Mo. Ochranný plášť elektrolyzéro může být tvořen poniklovanou ocelí, poniklovanou nerezovou ocelí, nebo samotným niklem. [2] [3]

Provoz těchto elektrolyzéro se uskutečňuje při teplotách 70–120 °C. Z hlediska provozních tlaků můžeme alkalické elektrolyzéro rozdělit na atmosférické, které pracují při tlaku blízkém atmosférickému a na přetlakové, ty se provozují při tlacích až 15 bar. Účinnost se pohybuje okolo 60–80 % a je závislá na mnoha proměnných. Účinnost ovlivňuje jak provozní teplota, tak i tlak. Také je zapotřebí zvolit správnou hustotu elektrického proudu a napětí. U hustoty elektrického proudu je nutno volit správného kompromisu, jelikož z hlediska investičních nákladů se volí vyšší hustoty. Ale ze strany provozních nákladů je určitě lepší volit nižší proudové hustoty. Hustoty okolo 400–500 mA/cm² a napětí 1,9–2,4 V představují jakýsi kompromis. Produkce vodíku poté spotřebovává přibližně 4,1–4,5 kWh/m³ H₂ při hustotě proudu 450 mA/cm². V průmyslovém využití elektrolyzéro se produkce může pohybovat v rozmezí 1–500 m³ H₂/h a ty největší zařízení mohou vyrábět až 10 000 m³ H₂/h a více.

Alkalické elektrolyzéry dokážou pracovat také v dynamickém režimu, což je velice vhodné při využívání OZE jako zdroj elektrické energie pro systém PtG. Lze je tedy provozovat při zhruba 10–100 % jmenovitého výkonu. Ovšem provoz při sníženém výkonu (ve spodní polovině tohoto rozmezí) značně snižuje kvalitu produkovaného plynu a velmi snižuje účinnost systémů. [2] [3]



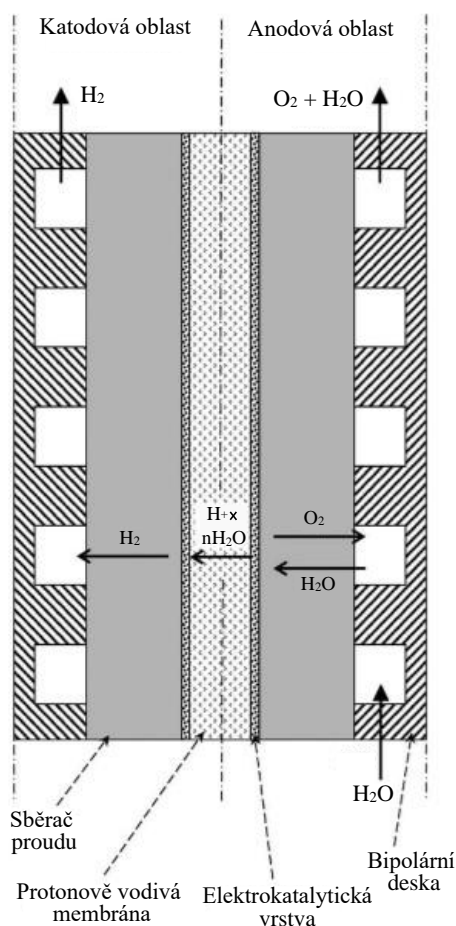
Obrázek 2.3 Alkalický elektrolyzér společnosti Nel Hydrogen [4]

Nižší investiční náklady a vyspělost této technologie s sebou ale také nesou dvě značné nevýhody. Jednou z nich je nižší hustota elektrického proudu, což ovlivňuje velikost celého systému a také zvyšuje provozní náklady pro výrobu vodíku. Druhou nevýhodou jsou nižší provozní tlaky. Pokud je zapotřebí vodík uskladňovat či přepravovat tak při nižších tlacích bby bylo potřeba externích kompresorů, což opět značně zvyšuje provozní, ale také investiční náklady. Za značnou nevýhodu lze také považovat rychlejší opotřebení komponent, nižší kvalitu plynu a nižší účinnost v dynamickém pracovním režimu. Uvedené faktory jsou proto předmětem současného vývoje a u dnešních PtG systémů, které využívají tyto elektrolyzéry je například snaha dosahovat tlaků až 200 bar. Dále je snahou snížit mezeru mezi membránou a elektrodami na nulu, což povede ke snížení ohmických ztrát a k celkovému zvýšení účinnosti. [2] [3]

2.1.2 Elektrolyzéry s polymerní elektrolytovou membránou (Polymer electrolyte membrane electrolyser – PEMEC)

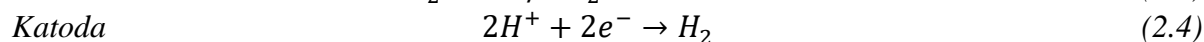
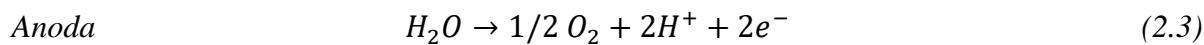
PEM elektrolyzéry jsou druhým velmi významným typem elektrolyzérů. Jsou méně vyvinuté oproti alkalickým a používají se zejména pro menší specifické aplikace. V poslední době vzrostl zájem o tyto elektrolyzéry kvůli rostoucímu zájmu o výrobu vodíku pomocí elektrolýzy vody a také díky snaze překonat určitá omezení alkalických elektrolyzérů.

Narozdíl od alkalických elektrolyzérů, kde se využívají spíše kapalné elektrolyty, se zde používají pevné polymerní elektrolyty, což jsou tenké protonově vodivé membrány. Na každé straně membrány se nachází elektrody (anoda a katoda), jak lze vidět na obrázku 2.4. Tuto sestavu lze nazvat jako „Sestava membrány a elektrod“ (MEA). MEA je skrze porézní vrstvu sběrače proudu připojena k separátorovým deskám. Sestava tvoří článek a pokud bychom spojili více článků tak získáme svazek, které se u tohoto typu elektrolyzéru zapojují výhradně sériově (bipolární elektrolyzér). Komerčně dostupné svazky se většinou skládají ze zhruba 60 článků. Každý článek má svou funkční (efektivní) plochu v rozmezí 100–300 cm², což je asi 5krát až 10krát menší než u alkalických, což z PEM elektrolyzérů činí poměrně kompaktní zařízení. [2] [3]



Obrázek 2.4 Schéma PEM elektrolyzéru [5]

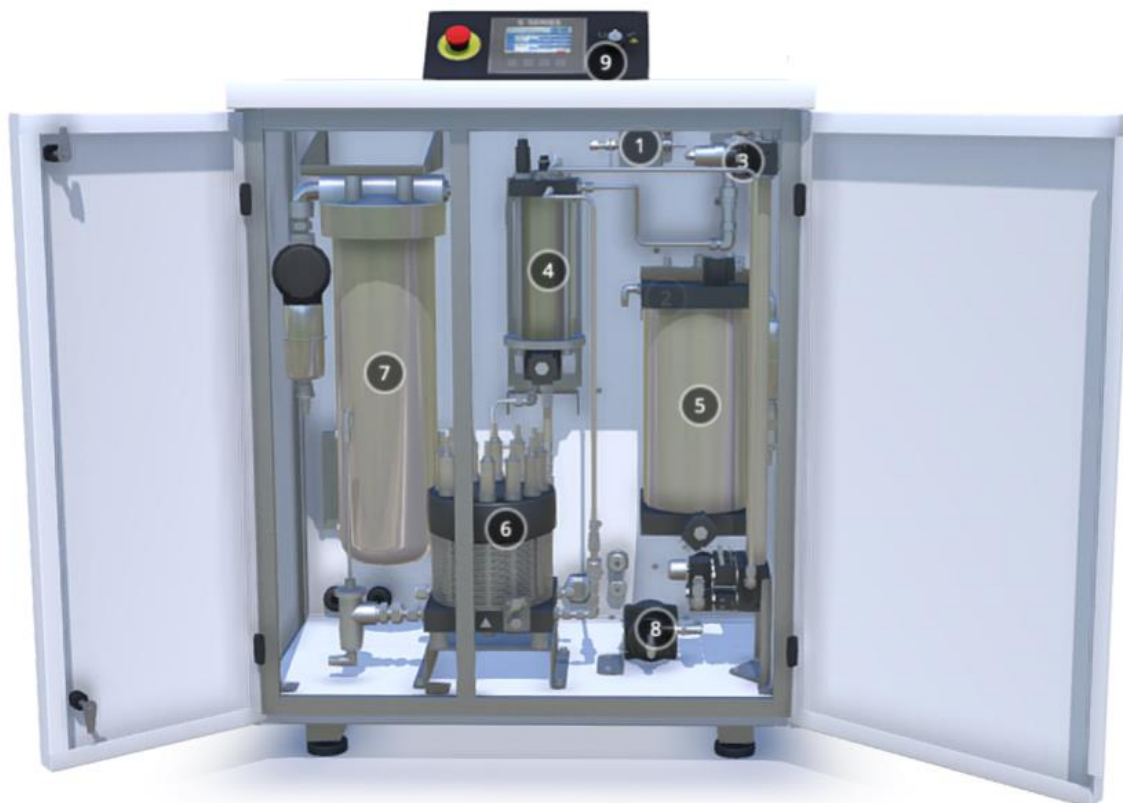
Do anodové oblasti je přiváděna velmi čistá voda, která putuje okolo separační membrány a difunduje skrze sběrač proudu do katalytické oblasti, kde dochází k oxidaci dle chemické rovnice (2.3) a voda se zde rozpadá na kyslík a protony vodíku. Protony vodíku jsou dále přes elektrolytickou membránu přiváděny do katodové oblasti. Zde přichází na řadu chemická rovnice (2.4), kdy je již produkován vodík. [2]



Klíčovým komponentem elektrolyzáru je elektrolytická protonově vodivá membrána. Jedná se o elastickou, průhlednou a hladkou membránu tlustou několik desítek až stovek mikrometrů. Ovšem membrána s sebou nese řadu problémů, jako je vysoká kyselost této membrány a také se zde využívají vyšší hodnoty napětí spojeny s vyššími hustotami elektrického proudu. Toto vede k nutnosti použití velmi vzácných a drahých materiálů. [2] [3]

Dnes nejvíce užívané materiály těchto membrán jsou polymery na bázi perfluorované sulfonové kyseliny. Mezi ty nejznámější patří Nafion, což je materiál vyvinutý společností DuPont de Nemours Co. Tento materiál vykazuje vysokou chemickou stabilitu a zajišťuje tak až několik desítek tisíc provozních hodin. Nafion ale omezuje provozní teplotu na 80 °C, proto jsou materiály těchto membrán jedním z hlavních cílů výzkumu. Novější materiály, které jsou na bázi Nafionu posouvají tuto hranici až ke 200 °C, což je již velmi přijatelné. [2] [3]

Z důvodu vysoké kyselosti membrány se tedy musí užívat velmi drahé a vzácné materiály. Proto se pro katalyzátory používají kovy platinové skupiny, které mají velmi vysokou elektrochemickou aktivitu i stabilitu, ale zato jsou velmi drahé a hůře dostupné. Katody jsou tedy na bázi platiny, či palladia. Na straně anody je velmi využíván RuO_2 , ten ale bývá nestabilní, a tak musí být stabilizován například pomocí Ir nebo IrO_2 . Ochranný plášť bývá vyroben z nerezové oceli. [2] [3]



Obrázek 2.5 PEM elektrolyzáru společnosti Nel Hydrogen ($0,27\text{--}1,05 \text{ m}_n^3/\text{h H}_2$) [4]

PEM elektrolyzáry dokážou pracovat na vyšších tlakových úrovních, a to konkrétně do 300 bar (novější elektrolyzáry i do 700 bar). Provozní teploty jsou podobné a někdy i nižší než u alkalických elektrolyzáru. Pohybují se okolo 80 °C u starších a do 200 °C u novějších. Na obou těchto parametrech je závislá účinnost těchto elektrolyzáru, která bývá okolo 60 až 90 %. Dále je účinnost opět závislá na hustotě elektrického proudu a napětí daného zařízení. Hustoty většinou nabývají hodnot zhruba $1\text{--}1,5 \text{ A}/\text{cm}^2$ (u novějších zařízení se dosahovalo až $10 \text{ A}/\text{cm}^2$)

a napětí 1,6–2 V, které roste se zvyšující se hustotou. Spotřeba el. energie se zde pohybuje okolo 4,35 kWh/m_n³, což je obdobné jako u alkalických elektrolyzérů, ale zde je provoz prováděn při vyšších proudových hustotách.

Produkce vodíku u komerčně dostupných PEM elektrolyzérů se dnes pohybuje zhruba okolo 1–500 m_n³/h a čistota vyrobeného plynu bývá nejméně 99,99 %. Tyto systémy lze také provozovat v dynamickém režimu, kterým lze pokrýt téměř celý rozsah 0–100 % jmenovitého výkonu a je schopen reagovat na změnu dodávky elektřiny v řádech stovek milisekund. [2] [3] [5]

Ačkoliv jsou PEM elektrolyzéry zatím méně vyvinutou technologií a dříve se spíše využívali pro menší aplikace tak v dnešní o ně velmi vzrostl zájem, a to hlavně o jejich využití v systémech PtG. Toto je zapříčiněno jejich hlavními výhodami, jako jsou vyšší účinnosti článků, vyšší proudové hustoty při nižším napětí článků a vysoké energetické hustoty. Zmíněné výhody poté vedou i k vyšším dosahovaným tlakům vyprodukovaného vodíku. Jako výhodu lze jistě také považovat schopnost provozu v dynamickém režimu.

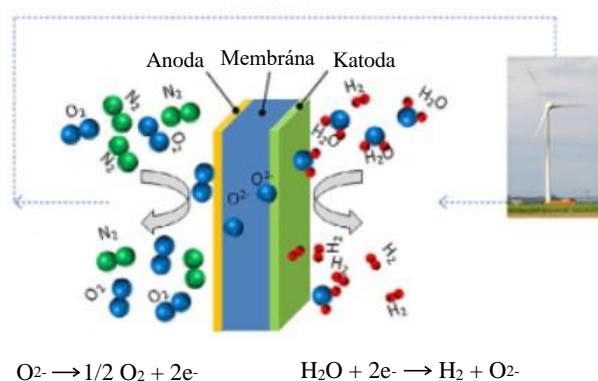
Hlavními nevýhodami jsou složitost celého systému a také cena, která je spojena s omezenou dostupností používaných materiálů. Snahou nynějšího vývoje je tedy co nejvíce snížit užívání platinových kovů. Navzdory těmto nevýhodám se ale dnes již budují i svazky, které dosahují několik stovek kW až jednotek MW instalovaného výkonu. Lze předpokládat, že do budoucna bude vývoj zaměřen hlavně na snížení investičních nákladů spojených s užíváním vzácných a drahých kovů

2.1.3 Vysokoteplotní elektrolyzéry (Solid oxide electrolyser – SOEC)

Vysokoteplotní elektrolyzéry představují zatím méně vyvinutou technologii elektrolýzy vody, ale zato se ukazuje, že dokážou pracovat při vyšších účinnostech než alkalické i PEM elektrolyzéry. Vyšší účinnost je dána především vysokou teplotou vody, respektive páry (až 1000 °C), kterou přivádíme do elektrolyzéro. Při vysokých teplotách totiž odpadá část el. energie, kterou je nutno přivádět, protože s rostoucí teplotou se zvyšuje vodivost elektrolytu. S nižší spotřebou el. energie také klesají provozní náklady, poněvadž teplo je mnohem levnější než elektřina. [2] [6]

Schéma elektrolyzéro je znázorněno na obr. 2.6. Jako elektrolyt se zde používá tenká membrána z tuhých oxidů (ZrO₂), která se při vysokých teplotách stává iontově vodivou. Po stranách této membrány se nachází elektrody. Pára se přivádí do katodové oblasti, kde dochází k redukci dle rovnice (2.5). Molekuly páry se zde rozpadají na molekuly vodíku a anionty kyslíku. Anionty kyslíku dále putují skrze membránu na anodovou stranu, kde nastává oxidace dle rovnice (2.6). Jednotlivé články se poté skládají do svazků, stejně jako u předešlých typů elektrolyzéro. Tyto svazky mohou mít různý tvar, nejčastějšími uspořádáními jsou ploché a trubkovité. Trubkovité nabízejí lepší mechanickou odolnost a rychlejší starty a vypnutí. [2] [6]





Obrázek 2.6 Schéma vysokoteplotního palivového článku a elektrolyzátoru [7]

Typicky jsou vysokoteplotní elektrolyzéry provozovány při teplotách 700–1000 °C, což je výhoda z hlediska reakční kinetiky a termodynamiky. Také to s sebou ale nese tu nevýhodu, že při takto vysokých teplotách dochází ke značné degradaci většiny komponent. Z důvodu degradace se také snižují používané hustoty elektrického proudu, i když by se mohly využívat vyšší podobně jako u PEM elektrolyzátorů. Pohybují se tedy okolo 0,3–0,6 A/cm². K hustotě proudu se také váže napětí, které nabývá hodnot přibližně 1–1,3 V. S tímto samozřejmě souvisí i spotřeba elektrické energie, jenž z hlediska uvedených hodnot napětí a proudových hustot odpovídá hodnotám okolo 3,2 kWh_{el}/m³ H₂. Musíme zde ale připočítat i spotřebu energie pro dodávku tepla pro udržení stálých teplot v elektrolyzátoru, což bývá zhruba 0,6 kWh/m³ H₂. Provozní tlaky mohou být buď blízké atmosférickému, nebo mohou vystoupat až na 25 bar a více. Celková účinnost elektrolyzátorů může nabývat hodnot až 90 % a více. Zde záleží hlavně na tom, zda se využívá externího zdroje tepla (např. parní turbína), nebo se používají například elektrické ohřívače vody. [2] [3] [7]

Z důvodu vysokých teplot je většina komponent vysokoteplotních elektrolyzátorů vyrobena z keramických materiálů. Nejčastějším elektrolytem bývá oxid zirkoničitý, kterému se také přezdívá zirkonia (ZrO₂). Pro zachování vlastností při takto vysokých teplotách se zirkonia stabilizuje za pomoci přídavného stabilizátoru ve formě oxidu yttritého neboli yttria (Y₂O₃). Tento materiál se dá nazvat také jako „zirkonia stabilizovaná yttriem“ neboli YSZ. Vzhledem k takto vysokým teplotám se zde dosahuje také vysoké katalytické aktivity, takže se nemusí využívat kovy platinové skupiny, jako tomu tak je u PEM elektrolyzátorů. Stále se ale volí ušlechtilé kovy. Jako například nikl na straně katody. Materiálem anody bývá kompozitní materiál na bázi YSZ. [2] [3]

Vysokoteplotní elektrolyzéry jsou sice zatím méně vyvinuté než PEM i alkalické, zato ale nabízí řadu výhod a velmi zajímavých možností využití. Jednou z výhod je vysoká účinnost oproti ostatním technologiím, která sahá až nad 90 % při využití externích zdrojů tepla. Externí zdroje tepla také snižují provozní náklady, které by musely být využity pro pohon elektrických otopných zařízení, protože kWh tepla je mnohem levnější než kWh elektřiny. Další výhodou je, že při takto vysokých teplotách jsou tyto zařízení velmi reverzibilní a dokáží tak pracovat v reverzním módu jako palivové články. Díky vysokým teplotám také v těchto zařízeních provádět ko-elektrolýzu vody a CO₂ za vzniku H₂ a CO, což může vést k výrobě různých syntetických plynů apod. Vysoké teploty s sebou ale také nesou značné nevýhody v oblasti degradaci komponent. Degradaci lze snížit stabilizováním používaných materiálů, výzkumem nových stabilnějších materiálů, nebo snižováním provozní teploty až k teplotám mezi 500–700 °C. Tyto možnosti jsou proto součástí nynějšího výzkumu vysokoteplotních elektrolyzátorů. [2]

Tabulka 2.1 Porovnání technologií elektrolýzy vody [2] [3]

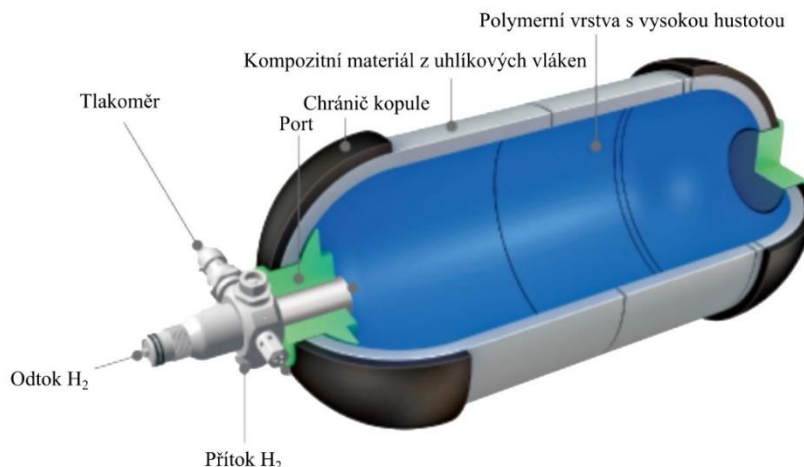
	Alkalické	PEM	Vysokoteplotní
Teplota [°C]	70–120	~80 (až 200)	700–1000 (500–700)
Tlak [bar]	atm–60 (200)	atm–350 (700)	atm–25
Hustota el. proudu [A/cm ²]	0,4–0,5	1–1,5	0,3–0,6
Provozní napětí [V]	1,9–2,4	1,6–2	1–1,3
Spotřeba el. energie [kWh/m _n ³ H ₂]	4,1–4,5	~4,35	3,2 kWh _{el} + 0,6 kWh _t
Produkce [m _n ³ H ₂ /h]	1–500 (10 000)	1–500 (5000)	–
Účinná plocha článku [m ²]	<4	<0,3	<0,01
Účinnost [%]	60–80	60–90	až 90 a více
Životnost [h]	>60 000	>25 000	–
Elektrolyt	KOH/NaOH	Perfluorované sul- fonové kyseliny	ZrO ₂ –Y ₂ O ₃ (YSZ)
Materiál katody	Raneyho nikl	Slitiny Pt/Pd	Ni–YSZ
Materiál anody	Raneyho nikl	RuO ₂ –IrO ₂	YSZ kompozity
Materiál pláště	Poniklovaná ocel	Nerezová ocel	Nerezová ocel

2.2 Skladování vodíku

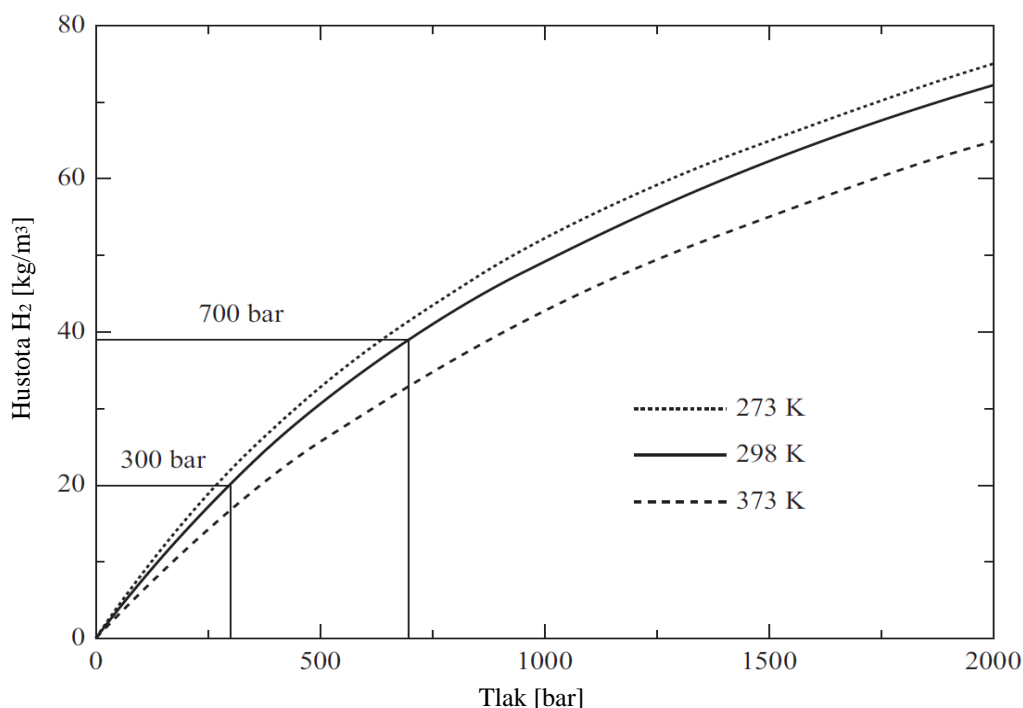
Kvůli nízké objemové hustotě vodíku, která činí 0,09 kg/m³, což je cca 7krát menší než hustota metanu při 20 °C a 1 bar, je nutno vodík skladovat jinými způsoby než za standardních podmínek. Nabízí se tedy vodík stlačovat (CGH₂) na vysoké přetlaky (až 800 bar), nebo se skladuje v kryogenních zásobnících v kapalně podobě (LH₂) při teplotě nižší než teplota varu (–253 °C). Další možností je poté skladování pomocí adsorpce/absorpce do různých materiálů. Tyto technologie jsou rozebrány v následujících kapitolách. [8]

2.2.1 Stlačený vodík

Stlačování vodíku je nejvíce využívaná technologie pro skladování vodíku. Skladuje se do ocelových tlakových nádob, které odolávají maximálnímu tlaku okolo 200 bar. Ovšem novější tlakové láhve vyrobené z lehkých kompozitů dokážou odolávat tlakům až 800 bar, takže může být dosaženo hustoty okolo 40 kg/m³, což je pro skladování již přijatelnější hodnota. Na obrázku 2.7 je znázorněna tlaková láhev od společnosti Doosan Mobility Innovation, jejíž pracovní tlak je 350 bar. Závislost hustoty vodíku na tlaku je znázorněna na obrázku 2.8. S narůstajícím tlakem také ale samozřejmě roste i teplota, takže průběh komprese by byl spíše adiabatický. Tomu je ale snaha předcházet a tak se provádí komprese například s mezichlazením, tím pádem se přiblíží k izotermnímu průběhu, aby nedocházelo k velkým nárůstům teplot. [8]



Obrázek 2.7 Tlaková nádoba na vodík od společnosti Doosan Mobility Innovation [9]



Obrázek 2.8 Grafická závislost hustoty vodíku na tlaku [8]

2.2.2 Zkapalněný vodík

Další metodou uskladnění vodíku je zkapalňování a následné uložení do kryogenních nádob. Zkapalnění dosáhneme ochlazením vodíku pod teplotu varu (-253 °C) při tlaku okolí. Díky zkapalnění se dosahuje velkého nárůstu objemové hustoty na zhruba osmi set násobek hodnoty při 20 °C a 1 bar. Porovnání objemových hustot s ostatními palivy je vyobrazeno v tabulce 2.2. Z hlediska stavební plochy, kterou zabírá technologie zkapalnění je tento způsob uskladnění výhodnější oproti stlačenému vodíku. Ovšem kvůli takto nízké teplotě varu je tento proces velmi náročný, a i přes co nejdokonalější zaizolování kryogenních nádob dochází k určitému odparu. Odpar u dvoustěnných, vakuově izolovaných tzv. Dewarových nádob dosahuje 0,4 % za den pro objem nádoby 50 m^3 , 0,2 % pro 100 m^3 a 0,06 % pro nádoby o objemu 20 000

m³. Vysoká energetická náročnost a odpar tedy omezují oblast využití na vesmírné, či letecké aplikace, nebo například pro přepravu na dlouhé vzdálenosti pomocí tankerů (obdobně jako zemní plyn). [8] [10]

Tabulka 2.2 Porovnání objemových hustot různých paliv [8]

Palivo	Plyn při 20 °C, 1 bar [kg/m ³]	Kapalina na bodě varu a 1 bar [kg/m ³]
Vodík	0,09	70,8
Metan	0,65	422
Benzín	4,40	700

2.2.3 Skladování v pevné fázi

Existuje mnoho různých materiálů s velkým potenciálem pro skladování vodíku v pevné fázi. Může se jednat například o absorpci přímo do atomové mřížky různých kovů do interstiálních poloh, čímž vznikají hydridy kovů, jako například hydridy na bázi Ni, Pt, Ti, Mn, V apod. Absorpce je exotermická reakce, je tedy nutno teplo odebrat. Tím pádem je zřejmé, že při desorpci (opětovné uvolnění) je nutno teplo dodávat, toto se ukazuje jako velmi užitečné z hlediska bezpečnosti. Jedná se o způsob skladování beze ztrát a dlouhodobé, což je velmi užitečné pro aplikaci v systémech PtG. [8]

2.3 Metanizace

Využívání a distribuce vodíku jako nosiče energie je zatím velmi problematické. Ať už z hlediska infrastruktury, která není v současnosti připravena na vodíkovou energetiku, tak i například z hlediska nedostatečně zaručené bezpečnosti dodávek. Proto je v nynější době výhodnější přeměna vodíku na metan, který se dá snadno vstříkovat do již vybudované sítě zemního plynu, nebo jinak využívat.

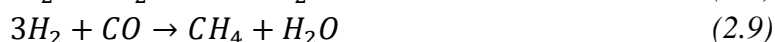
Metanizace je tedy proces, kdy dochází k reakci vodíku s oxidem uhličitým (popř. uhelnatým) za vzniku metanu a vodní páry. Vzniklý plyn se nazývá syntetický zemní plyn, tedy SNG. Jedná se také o další krok, po elektrolýze vody, celého systému PtG, kdy vyrobený vodík je společně s CO₂ přiváděn do metanizačního reaktoru, kde spolu zreagují. CO₂ může být získáván různými způsoby. Například se může jednat o tzv. Carbon capture and storage (CCS), což je technologie přímého zachytávání oxidu uhličitého z technologických procesů ještě před tím, než je vypuštěn do atmosféry. Nebo se může získávat z bioplynových stanic. K této přeměně z vodíku a CO₂ může docházet buď chemickou nebo biochemickou cestou.

2.3.1 Katalytická metanizace

Chemická cesta přeměny vodíku a oxidu uhličitého na metan se děje pomocí chemických katalyzátorů, většinou na bázi Ni nebo Ru. Využívá se zde tzv. Sabatierovy reakce (rovnice 2.7)[2]:



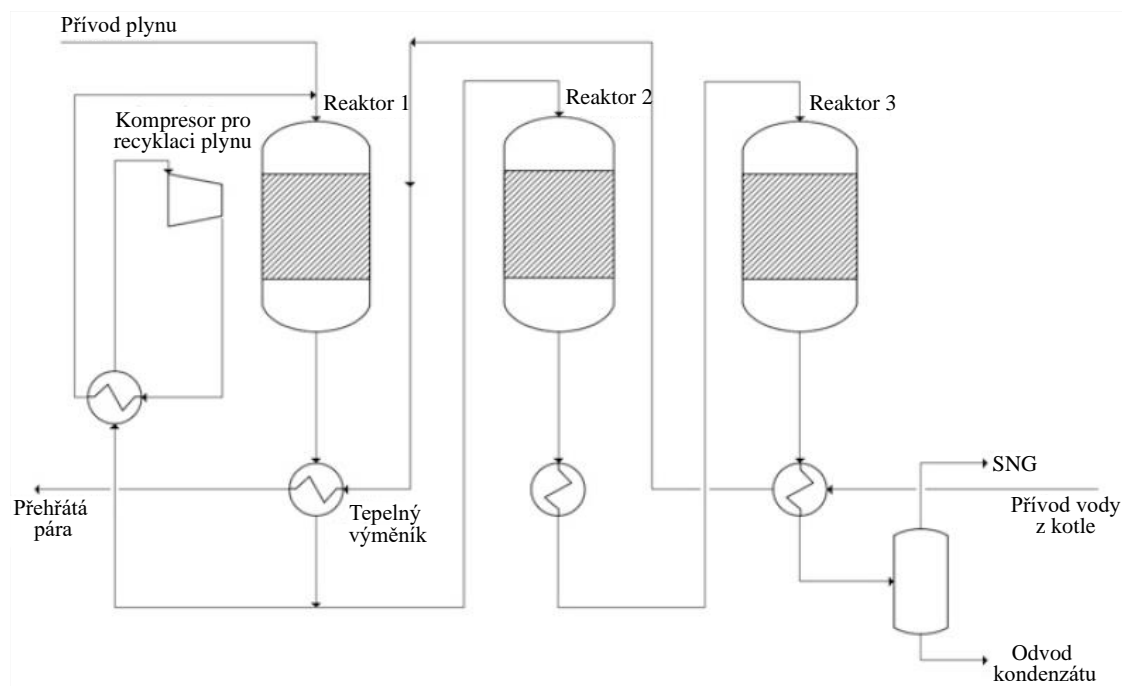
Jedná se o kombinaci reverzní water gas shift (RWGS) reakce a CO metanizace [2]:



Reakce uvnitř reaktoru jsou vysoce exotermní, je tedy nutné, aby bylo dosaženo správné regulace teplot. Regulace teplot je základ metanizačních reaktorů, bylo tedy vyvinuto více typů těchto reaktorů (které jsou dále popsány v této kapitole a porovnány v tabulce 2.2) [2]:

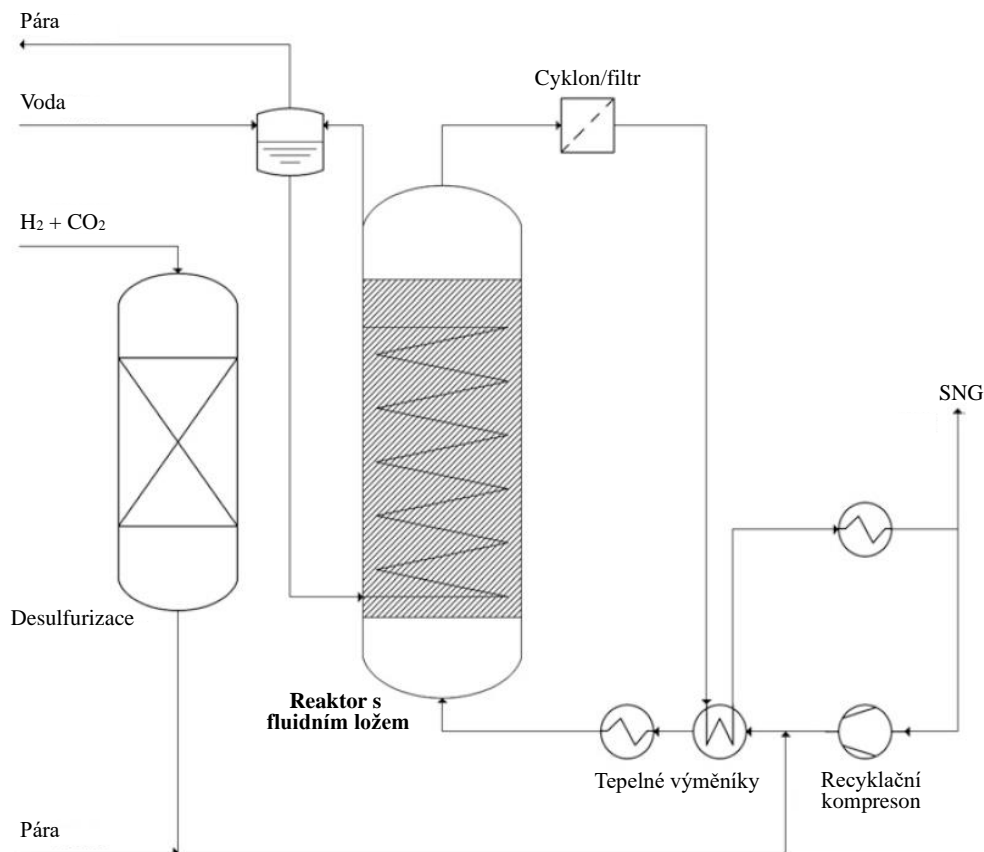
- 2fázové (plynné reaktanty a pevné katalyzátory)
 - o S pevným ložem
 - o S fluidním ložem
- 3fázové (plynné reaktanty, pevné katalyzátory a kapalina, jako nosič tepla)
 - o Slurry reaktor
- Monolitické reaktory

Reaktory s pevným ložem využívají jako katalyzátor pevné pelety o velikosti několika milimetrů (nejčastěji na bázi Ni), které jsou co nejvíce homogenně rozprostřeny v reaktoru tak, aby vytvořily vhodné lože. Katalyzátory musí být velmi odolné vzhledem k vysokým teplotám v reaktoru, které dosahují 250–750 °C. Z důvodu takto vysokých teplot se často využívá sériového zapojení více reaktorů (2–5) s mezichlazením a recirkulací plynu. Jako alternativa se dají využít chlazené reaktory, které jsou ale složitější a dražší. [2] [11]



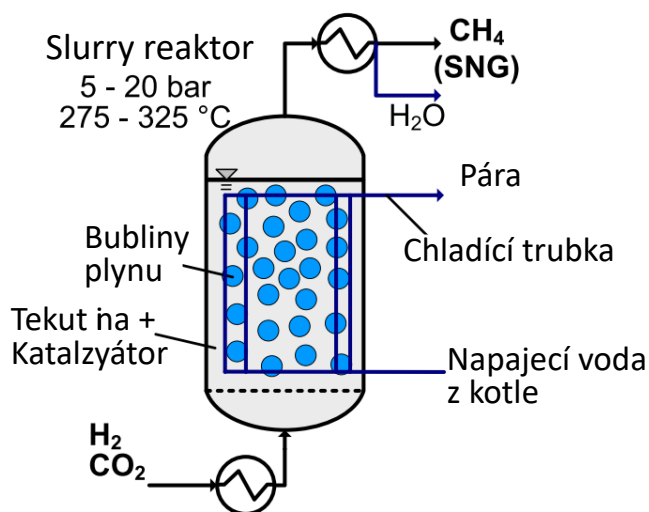
Obrázek 2.9 Schéma zapojení reaktorů s pevným ložem [2]

Reaktory s fluidním ložem dokáží pracovat v téměř izotermickém režimu, což je způsobeno díky dobrému promísení ve fluidní vrstvě. Fluidní vrstva tedy umožňuje lepší odvod tepla a je možné použít pouze jediného reaktoru s jednoduchou konstrukcí. Naproti tomu je zde problém s abrazí ať už katalyzátorových pevných částic, což může vést k deaktivaci katalyzátoru, tak i vnitřních stěn reaktoru. Je také nutné zachovávat určitou rychlost proudění plynu udržující fluidní vrstvu, poněvadž nízké rychlosti by vedly k nesplnění podmínek fluidizace a příliš vysoké rychlosti by mohly vést k úletu pevných částic z reaktoru. To znamená, že dynamický provoz tohoto reaktoru by byl velmi obtížný vzhledem k podmínkám pro fluidní vrstvu. [2] [11]



Obrázek 2.10 Schéma zapojení reaktoru s fluidním ložem [2]

Slurry reaktory využívají třífázový metanizační systém. Jedná se tedy o reaktor naplněný kapalnou fází (minerálními oleji nebo iontovými kapalinami), ve které jsou suspendovány jemné pevné částice (katalyzátory) díky proudícímu plynu. Díky vysoké tepelné kapacitě kapalnou fáze je velmi snadné dosáhnout až izotermního průběhu celého procesu. Také je zde snížena abraze katalyzátoru oproti fluidnímu loži. Negativem těchto reaktorů je horší kontakt mezi plynnou fází a katalyzátory oproti ostatním reaktorům, což snižuje kinetiku celého procesu a také je provoz slurry reaktorů poměrně sofistikovaný. Schéma tohoto reaktoru je znázorněno na obrázku 2.11. [2] [11] [12]



Obrázek 2.11 Schéma Slurry reaktoru [12]

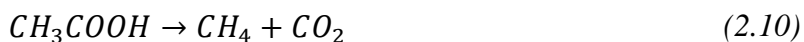
Monolitické reaktory jsou polytropní reaktory s kovovou vnitřní strukturou, která se vyznačuje vyšším přenosem tepla. Výhodou těchto reaktorů je snazší řízení teplotního profilu po celém reaktoru, tím pádem mohou být provozovány v teplotní oblasti maximálních reakčních rychlostí. Nevýhodou je komplikované nanášení katalyzátoru na kovovou strukturu a také jeho následné odstranění poté, co dojde k jeho deaktivaci. [11]

Tabulka 2.2 Porovnání jednotlivých typů metanizačních reaktorů [11]

Typ reaktoru	S pevným ložem	S fluidním ložem	Třífázové reaktory	Monolitní reaktory
Operační mód	Adiabatický	≈Izotermický	Izotermický	Polytropický
Teplota [°C]	250–700	300–400	300–350	250–500
Počet reaktorů v sérii	2–5	1–2	1–2	1–2
Recyklace plynu	Někdy	Ne	Ne	Ne
Náklady	Nízké	Nízké–Střední	Nízké–Střední	Vysoké
Komplikovanost celého procesu	Vysoká	Nízká–Střední	Nízká–Střední	Nízká
Hlavní výhoda	Vysoká reakční aktivita	Jednoduchost systému	Jednoduchost systému	Regulace teploty
Hlavní nevýhoda	Komplikovanost systému	Mechanické namáhání katalyzátoru	Omezení při přenosu hmoty	Náklady

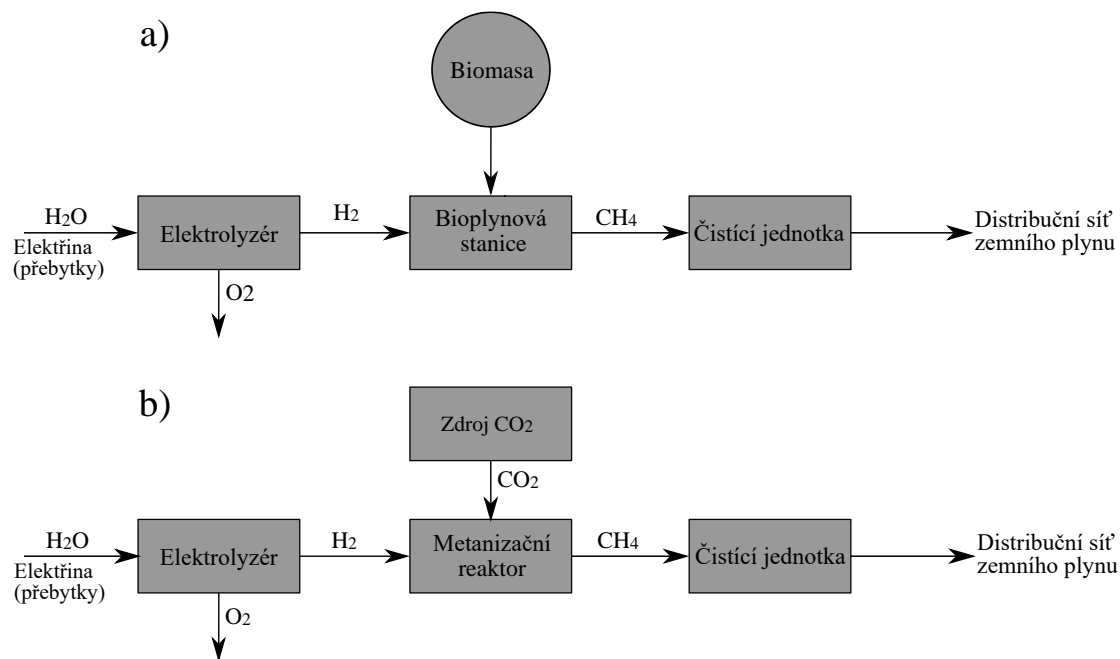
2.3.2 Biometanizace

Vedle chemických katalyzátorů se také využívají katalyzátory biologické (enzymy). Jedná se o metanogenní bakterie z domény Archaea, které produkují metan z CO_2 a H_2 . Procesy, dějící se při biologické metanizaci, jsou obdobné, jako procesy probíhající v bioplynových stanicích. Rozdělujeme tedy 2 hlavní procesy biologické metanizace. V první reakci (2.10) tzv. acetoklastické metanogenezi, vzniká metan a oxid uhličitý z kyseliny octové při anaerobní fermentaci biomasy. Druhou reakcí (2.11) je již zmíněná Sabatierova reakce, kde dochází ke vzniku metanu a vodní páry z vodíku a oxidu uhličitého. [2]



Na obrázku 2.12 je naznačeno, že biologickou metanizaci lze rozdělit na dva způsoby, jak celý proces může probíhat. V případě metanizace v bioplynových stanicích je vodík vháněn do anaerobního vyhnívacího zařízení, kde dochází, s využitím vyrobeného CO_2 dle rovnice 2.10, k produkci metanu dle rovnice 2.11. Konverze vodíku se pohybuje okolo 80 % a je závislá na parciálním tlaku vstříkovaného vodíku. Dále je důležité u těchto zařízení kontrolovat hladinu pH a také to, aby docházelo co nejrychleji k přeměně vodíku na metan. Další možností je společné vstříkávání H_2 a CO_2 do metanizačního reaktoru ve stechiometrickém množství 4:1, kde nastává reakce dle rovnice 2.8 za pomoci mikroorganismů z domény Archaea. Toto zařízení může být také napojeno na bioplynovou stanici, anebo se může využívat externích zdrojů CO_2 . Z laboratorních testů vyplynul až 90% konverzní faktor vodíku při provozních teplotách blízkých 55 °C, kdy mikroorganismy vykazují nejvyšší produktivitu. [2] [13]

Výhodou biometanizace, oproti katalytické, je především vyšší tolerance nečistot v přiváděných plynech. Dále je také výhodou nižší provozní teplota a tlak. Teplota se pohybuje mezi 30 až 60 °C a provozní tlak bývá nejčastěji atmosférický. Nevýhodou je poté to, že tento proces využívá 3fázové reaktory, takže vzniká omezení v přenosu hmoty mezi plynnou a kapalnou fází. Navíc je také zapotřebí dodávat do reaktoru živiny, jako například soli, pro mikroby. Celková účinnost biometanizace se pohybuje okolo 70 %. [2] [14]



Obrázek 2.12 a) Metanizace v bioplynových stanicích b) s externí dodávkou CO₂ [13]

2.4 Skladování metanu

Skladování metanu je, jelikož zemní plyn je téměř čistý metan, velmi úzce spojeno se skladováním zemního plynu. To je předmětem výzkumu již několik desítek let a nabízí se tedy několik způsobů, jak tento plyn skladovat. Mezi ty nejznámější patří zkapalněný zemní plyn (LNG – liquefied natural gas), nebo také stlačený zemní plyn (CNG – Compressed natural gas). Tyto metody jsou poměrně známé a také dosti zaběhlé. Jako další velmi zajímavá metoda pro aplikace v PtG systémech je skladování zemního plynu v podzemních úložištích.

2.4.1 Zkapalněný zemní plyn (LNG)

LNG se získává pomocí ochlazení zemního plynu pod teplotu varu (-162 °C). Jedná se tedy o velmi energeticky náročný proces, podobně jako je tomu u zkapalněného vodíku. Hlavní motivací zkapalňování je výrazně vyšší energetická hustota LNG oproti zemnímu plynu, s tím je spojen 570krát menší objem LNG. Zásobníky LNG mívají jednoduchou konstrukci, jelikož LNG lze skladovat při atmosférickém tlaku. Ve srovnání např. s CNG jsou zásobníky lehčí, menší, zato ale musí mít velmi dobrou tepelnou izolaci a také musí odolávat velkým teplotním výkyvům. Zkapalnění je, jak již bylo zmíněno, velmi energeticky náročný proces, což navyšuje cenu výsledného produktu. Dále také dochází ke kontinuálnímu odparu, tím pádem je LNG vhodné pro aplikace s pravidelným odběrem. Tato forma skladování je tudíž vhodná pro dlouhodobější skladování zemního plynu, ale spíše se hodí pro přepravu na velmi dlouhé vzdálenosti. Například přeprava z USA do EU je realizována pomocí LNG tankerů. [15]

2.4.2 Stlačený zemní plyn (CNG)

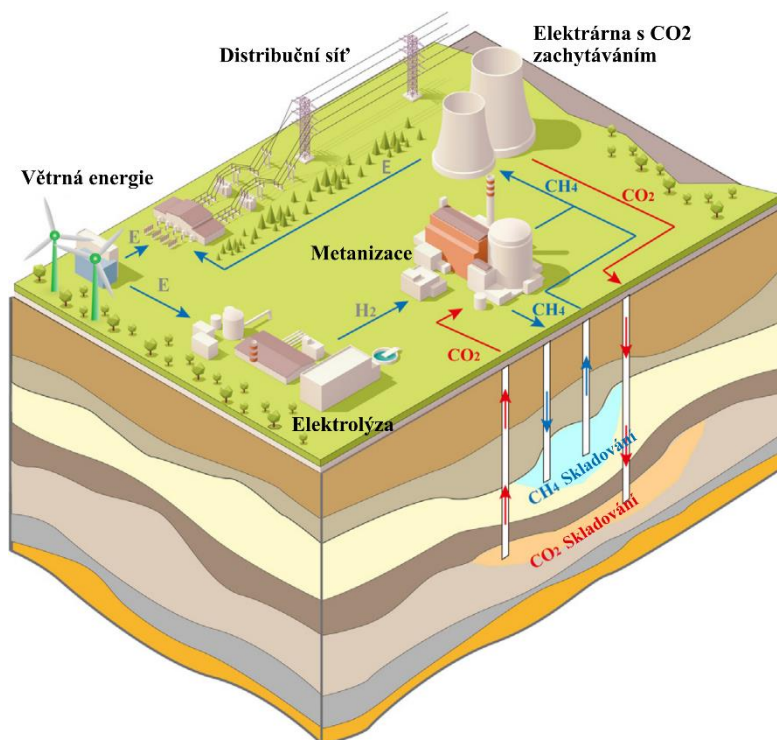
CNG se získává snadněji než LNG, ale jedná se také o poměrně energeticky náročný proces. Pro stlačení se využívá, podobně jako u stlačeného vodíku, vícestupňová komprese. Běžně se CNG skladuje při tlacích okolo 200–250 bar. Takto vysoký tlak snižuje objem CNG až pod 1 % oproti zemnímu plynu za normálních podmínek. CNG je většinou skladován v silnostěnných nádržích vyrobených z hliníku, oceli či různých kompozitů. [16]

2.4.3 Podzemní úložiště metanu

Vyčerpané přírodní zásobníky ropy, zemního plynu, solné jeskyně a zvodně jsou široce uznávány jako možnost pro skladování metanu. První podzemní úložiště metanu bylo vybudováno v Kanadě v roce 1915. Dle statistik funguje na světě k roku 2015 téměř 630 podzemních zásobníků plynu s celkovým objemem $3,59 \cdot 10^{11} \text{ m}^3$, což představuje asi 10,3 % celkové světové spotřeby zemního plynu. Tyto bývalé zásobníky ropy, zemního plynu, solné jeskyně a zvodně poskytují obrovskou skladovací kapacitu a také se zde téměř eliminuje možnost úniku plynu. V systémech PtG je většinou zapotřebí nějakého zdroje CO_2 , takže je nezbytné skladovat CO_2 v blízkosti daného systému. Existují dva způsoby jak CO_2 a metan skladovat v podzemí v těsné blízkosti. Jeden je, že se CO_2 a metan skladují v různých geologických úložištích, takže se navzájem neovlivňují. Druhý způsob je potom skladování obou plynů v jednom úložišti. [17]

Skladování v různých úložištích

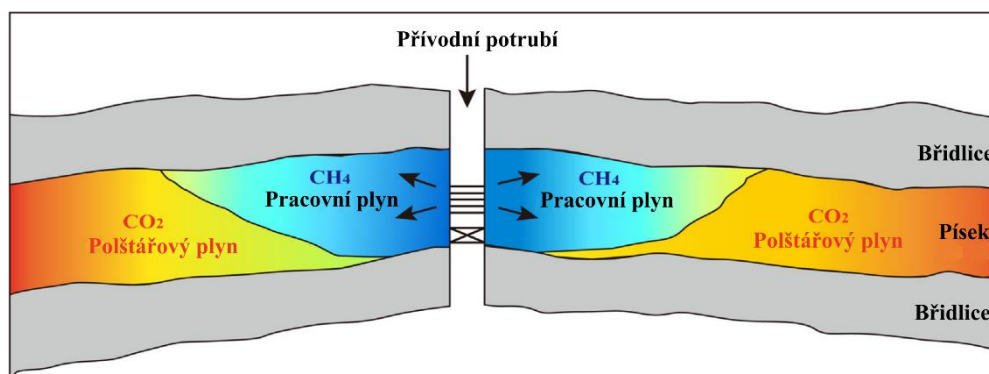
Metan vyrobený metanizací je uložen v geologickém úložišti a lze jej znovu čerpat a generovat elektřinu při špičkovém využití el. energie. CO_2 zachycené například z tepelných nebo bioplynových elektráren, je ukládáno do jiného geologického úložiště a je využíváno pro proces metanizace, kde je opět vyroben metan. V Postupimi v Německu navrhli koncept integrovaného podzemního ukládání CO_2 , které se využívali v systému PtG. Výsledky ukázaly, že 30 % poptávky elektřiny mohly využít zdroj metanu z PtG. Celková účinnost systému byla 32 % a cena takto vygenerované elektřiny byla 204 €/MWh. Dle výsledků výpočtů dokáže být tento systém konkurenceschopný v porovnání například s přečerpávací vodní elektrárnou a dalšími podobnými systémy. Podzemní skladování plynu v různých úložištích však vyžaduje náročné podmínky. Nejen, že se musí tyto přírodní zásobníky nacházet v těsné blízkosti sebe, ale také se musí hlídat tlak a další parametry pro zajištění plynotěsnosti nádrží. Navíc, ne všechny plyn lze poté vyčerpat. Stále zde musí zůstat část plynu (zhruba 25–75 %), aby poskytla potřebný tlak k zajištění stability úložiště. Toto poměrně snižuje celkovou účinnost systému. Nicméně tento způsob skladování zajišťuje vysokou čistotu obou plynů. [17]



Obrázek 2.13 Skladování CH₄ a CO₂ v různých úložištích [17]

Skladování ve stejném úložišti

Skladování CO₂ společně s metanem v jednom geologickém úložišti může teoreticky zlepšit celkovou ekonomickou proveditelnost ve srovnání se skladováním plynů zvlášť. Jak bylo již zmíněno 25–75 % skladovaného plynu nelze zpětně vyčerpát z podzemního úložiště z důvodu zachování potřebného tlaku pro stabilitu úložiště. Tato metoda tedy eliminuje tento problém tím, že se použije CO₂ jako tzv. polštářový plyn a tím se může vyčerpát převážná většina metanu z úložiště. Čistota a výhřevnost takto znovu vyčerpaného plynu však může klesat v důsledku konvekce a difúze metanu s CO₂ v zásobníku. Pokud se však využijí určitá separační opatření ke zlepšení kvality plynu, pak je tento způsob skladování výhodnější než jiné možnosti skladování plynu. [17]



Obrázek 2.14 Skladování CH₄ a CO₂ ve stejném úložišti [17]

2.5 Reforming

V dnešní době je stále ještě převážná většina vyprodukovaného vodíku vyráběna z fosilních paliv (okolo 96 %) a reforming zemního plynu (konkrétně parní reforming) je jedna z nejvíce používaných technologií pro tento proces.

Nejvíce vyvinutou technologií a také nejvíce využívanou je parní reforming zemního plynu. V poslední době ale začaly vznikat a zdokonalovat se novější technologie reformingu. Velice zajímavou metodou, pro využití v systémech PtG, je například autotermní reforming.

2.5.1 Parní reforming

Parní reforming je v současnosti nejlevnějším a nejrozšířenějším způsobem výroby vodíku. Proces reformingu je prováděn průchodem přehřáté směsi metanu a vodní páry trubkami obsahujícími katalyzátor. Zde spolu reagují za vzniku oxidu uhličitého a vodíku (rovnice 2.12) Reakce reformingu je endotermní, je tedy zapotřebí teplo dodávat, což se uskutečňuje pomocí přilehlých hořáků. [18]



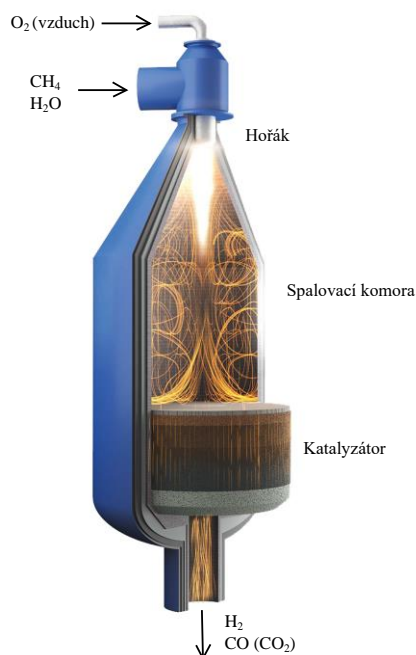
Využívají se dva reformátory, primární a sekundární, pro maximalizaci konverze přivedeného metanu. V primárním reformátoru se dosahuje 90–92 % konverze. Jedná se v podstatě o trubkovou pec. Zde tedy dochází k reakci metanu a vodní páry za vzniku vodíku a oxidu uhličitého, popř. uhelnatého (v poměru zhruba 3:1). Vše probíhá při teplotách okolo 900 °C, tlaku 15–30 bar a za přítomnosti katalyzátoru na bázi niklu (např. Ni-Al₂O₃). Nevyužitý metan dále reaguje s kyslíkem v horní části sekundárního autotermního reforméru za přítomnosti katalyzátoru na bázi niklu ve spodní části reforméru. [18]

Výhodou tohoto typu reformingu je, že je to ozkoušená a vyspělá technologie využívaná již několik desetiletí. Také poměrně vysoká účinnost, která se obecně pohybuje okolo 70–90 %. Jedním z problémů je usazování pevného uhlíku uvnitř reforméru. Byl tedy proveden značný výzkum ohledně tohoto omezení. Nabízí se několik způsobů, jak tento problém alespoň částečně eliminovat. Jedním z nich je například užití vhodného poměru přiváděné páry ku uhlíku (obsaženém v metanu). Nebo použití katalyzátoru na bázi ušlechtlejších kovů, než je nikl, například platina apod. [18] [19]

2.5.2 Autotermní reforming

Tento typ reformingu je jedním z méně vyvinutých. Princip spočívá v tom, že se v reforméru mísí metan, pára a někdy i oxid uhličitý s kyslíkem a vzduchem. Reformér se skládá z nádoby obsahující žáruvzdornou vložku, ve které je na spodní straně katalyzátor a na horní straně injektor. Celkově lze tedy reformér rozdělit do tří zón. První zónou je hořák, kde dochází k mísení v turbulentním plameni. Druhou zónou je spalovací zóna, ve které vzniká směs vodíku a oxidu uhelnatého pomocí parciálně oxidační reakce. Poslední zónou je katalytická, zde dosahují plyny opouštějící spalovací zónu termodynamické rovnováhy. Schéma reforméru je znázorněno na obrázku 2.15 [18]

Tento proces je schopen vykazovat vynikající tepelnou bilanci díky tomu, že teplo generované ve spalovací zóně lze využívat pro reformovací proces. Dále nabízí možnost dynamického provozu čili krátké doby spuštění a rychlé reakce na změny zatížení, což znamená vyšší využitelnost v PtG systémech. [18]



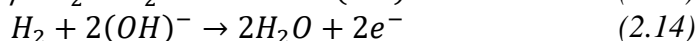
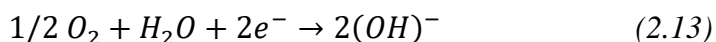
Obrázek 2.15 Schéma autotermního reforméru [20]

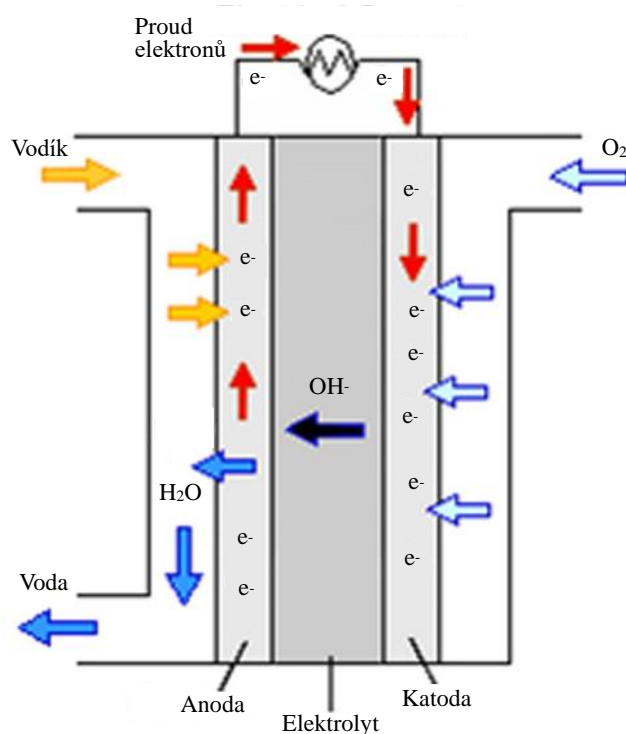
2.6 Palivové články

Posledním zásadním zařízením systému PtG jsou palivové články. Ty plní funkci pro přeměnu chemické energie zpět na energii elektrickou. Jedná se o zařízení velice podobné elektrolyzérům, které dokážou vyrábět čistou energii s poměrně vysokou účinností. Skládají se z porézních elektrod, které jsou odděleny elektrolytem. Existuje několik typů palivových článků a v základě se jedná o stejné typy jako u elektrolyzérů. Jsou zde tedy alkalické (AFC), s polymerní membránou (PEMFC) a vysokoteplotní (SOFC).

2.6.1 Alkalické palivové články (Alkaline fuel cell – AFC)

Alkalické palivové články se skládají ze dvou elektrod (anoda a katoda), které jsou ponořeny do roztoku hydroxidu draselného (KOH), sloužícího jako elektrolyt. Principiálně je proces alkalických palivových článků obdobný jako u alkalických elektrolyzérů, je pouze obrácený. Na katodovou stranu je přiváděn kyslík, který společně s vodou vytvoří ionty hydroxidu dle rovnice 2.13. Tyto ionty poté na anodové straně tvoří společně s přiváděným vodíkem vodu (rovnice 2.14). Celý tento proces má za následek vznik elektrického proudu na základě proudu elektronů skrze obvod, z důvodu opačných potenciálů elektrod. [21]



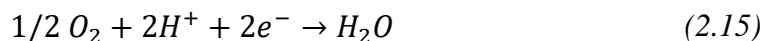


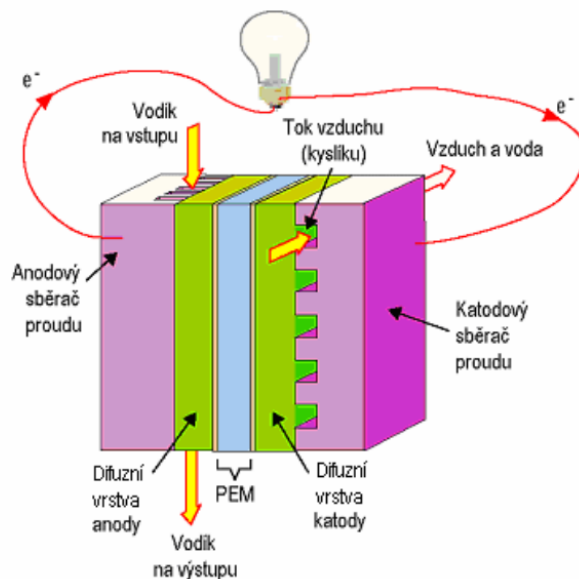
Obrázek 2.16 Schéma alkalického palivového článku [22]

Elektrolytem je zde roztok hydroxidu draselného, ten tvoří asi 35–50 % roztoku. KOH se používá z důvodu velmi vysoké vodivosti. Jako katalyzátor je možné využít mnoho materiálů, například nikl, stříbro, oxidy kovů či jiné drahé kovy. Provozní teploty těchto palivových článků se pohybují v rozmezí 60–100 (260) °C. Celková účinnost bývá 45–60 % [21]

2.6.2 Palivové články s polymerní membránou (Polymer electrolyte membrane fuel cell – PEMFC)

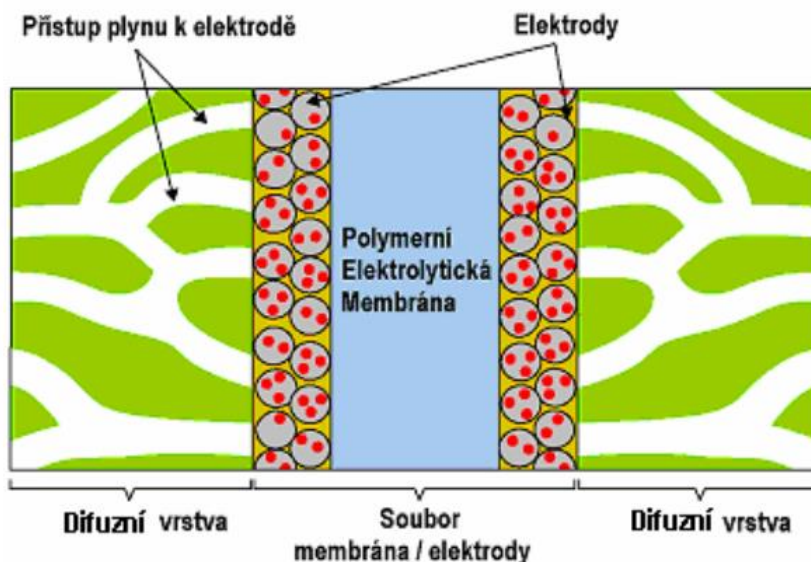
PEM palivové články využívají pevnou iontoměničovou membránu jako elektrolyt, na rozdíl od alkalických, které využívají kapalný a poměrně korozivní elektrolyt. Skládají se z již zmíněné polymerní iontoměničové membrány, která má na obou stranách elektrody (katodu a anodu), na nichž je nanášena porézní vrstva katalyzátoru. Princip by se tedy dal přirovnat k obrácené elektrolyze vody (pomocí PEM elektrolyzéro). Na anodovou stranu přichází vodík, zde nastává reakce dle rovnice 2.16 a vzniklé ionty vodíku putují skrze membránu na katodovou stranu. Na katodovou stranu je mezitím přiváděn kyslík, který poté zreaguje s přicházejícími ionty vodíku za vzniku vody (rovnice 2.15). Vznik elektrického proudu je způsoben pohybem elektronů v obvodu, které jsou poháněny rozdílem potenciálů na anodě a katodě. [21]





Obrázek 2.17 Elementární palivový článek s polymerní membránou [21]

Jako elektrolyt se zde využívá pevná polymerní membrána. Nejčastějším materiálem těchto membrán je, obdobně jako u PEM elektrolyzérů, perfluorovaný polymer kyseliny sulfonové. Nejznámějším příkladem materiálu membrány je Nafion, což je materiál vyvinutý společností DuPont. PEMFC pracují při poměrně nízkých teplotách, tím pádem je zapotřebí užití vhodného materiálu, který bude dostatečně reaktivní, což nabízí například platina (Pt). Při využití platiny jako katalyzátoru je ale nutné mít přicházející plyn velmi čistý, neboť například CO se silně váže na platinu při nižších teplotách. [21]



Obrázek 2.18 Schéma PEM palivového článku s elektrodami a difúzní (krycí) vrstvou [21]

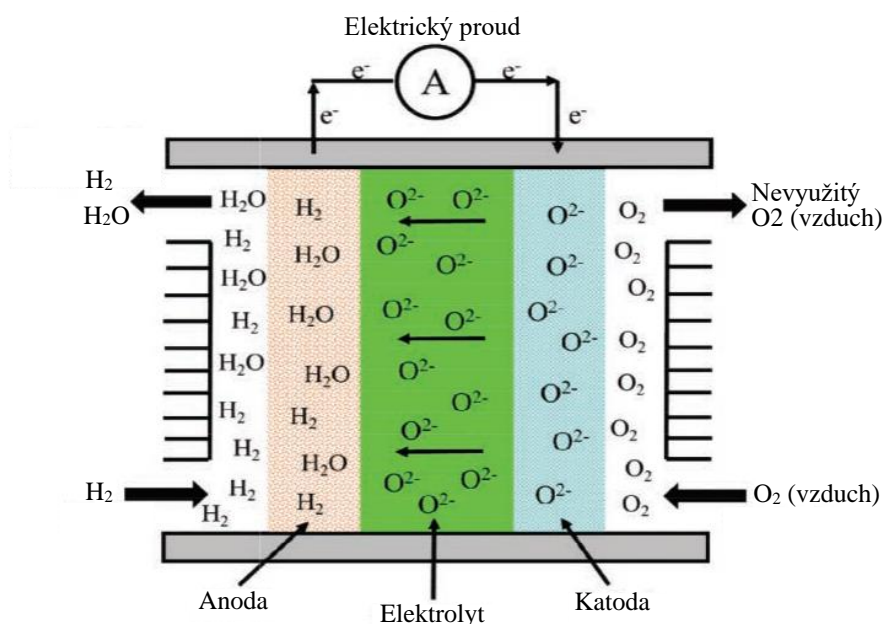
Tyto palivové články pracují, stejně jako PEM elektrolyzéry, při vyšších proudových hustotách a tím pádem se jedná o kompaktnější zařízení. Provozní teploty se pohybují okolo 20 až 80 °C. Takto nízké teploty jsou velmi výhodné pro dynamický provoz, jelikož dovolují rychlejší najíždění, a i rychlou odezvu na změnu požadovaného výkonu. Vyšší tlaky se zde využívají jen

při provozu nad 100 °C, což je dáno požadavkem na kapalný stav vody ve článku. Účinnost tohoto typu palivových článků bývá v rozmezí 40–60 %. [21] [19]

2.6.3 Vysokoteplotní palivové články (Solid oxide fuel cell – SOFC)

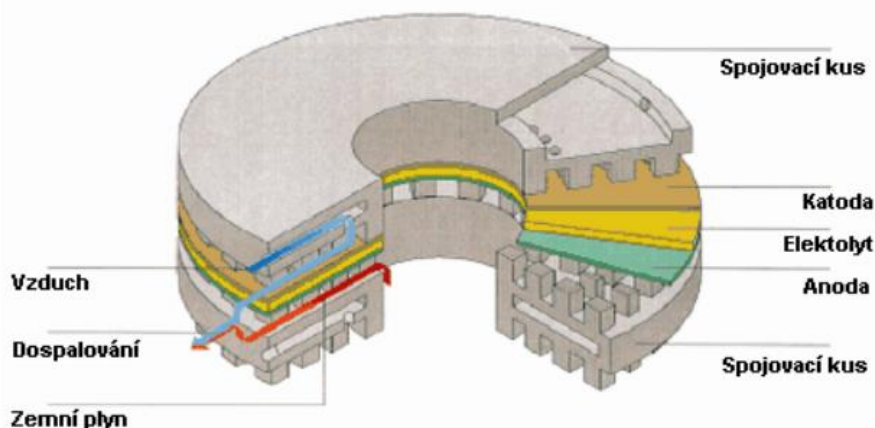
Vysokoteplotní palivové články se vyznačují hlavně jejich velmi vysokou provozní teplotou, která běžně přesahuje 800 °C. Vysoké teploty umožňují užití méně drahých kovů jako katalyzátorů a vyšší účinnosti oproti předešlým zmíněným technologiím. Zato ale způsobují degradaci jednotlivých částí článku. [21]

Na obrázku 2.19 je znázorněno schéma vysokoteplotního elektrolyzátoru. Schéma ukazuje sestavu membrány a elektrod (anody a katody). Opět, stejně jako je tomu u předešlých palivových článků, tak i vysokoteplotní pracují v podstatě stejně jako vysokoteplotní elektrolyzéry, pouze se jedná o opačný proces. Některé vysokoteplotní elektrolyzéry, jak již bylo zmíněno, dokonce dokážou pracovat v reverzním módu neboli jako palivový článek. Na anodovou stranu je přiváděno palivo ve formě vodíku, který zde reaguje s ionty kyslíku, přiváděnými z katodové strany (rovnice 2.18). Tato reakce má za následek vznik vodní páry a elektronů, které putují skrze vnější obvod na katodovou stranu a zde napomáhají vzniku iontů kyslíku (rovnice 2.17). Ionty kyslíku putují skrze pevnou keramickou membránu sloužící jako elektrolyt, který se právě při zvýšených teplotách stává vodivým pro ionty kyslíku. [23]



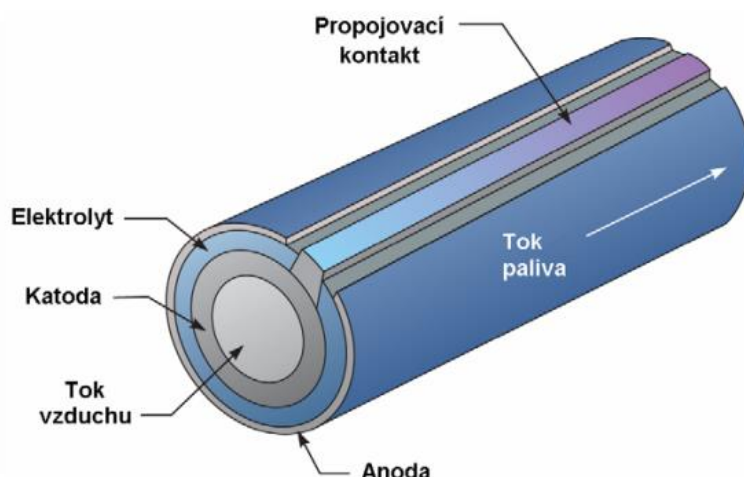
Obrázek 2.19 Schéma vysokoteplotního palivového článku [23]

Články jsou, jak již bylo poznamenáno, tvořeny elektrodami (katodou a anodou) a pevnou membránou (elektrolytem). Tyto jednotlivé články se pak dále spojují do větších svazků pro dosažení vyšších výkonů. Vzhledem k tomu, že jednotlivé komponenty SOFC mají pevný charakter tak je možné, v podstatě bez omezení, je koncipovat v různých geometrických tvarech. Na obrázku 2.20 je znázorněno uspořádání deskové a na obrázku 2.21 tubulární. Jednotlivé koncepce poté mají své určité výhody a nevýhody. Poté záleží, k jakému účelu budou určeny. [21]



Obrázek 2.20 Schéma deskového uspořádání SOFC – Sulzer Hexis [21]

Provozní teploty těchto článků se pohybují v rozmezí 600–1000 °C. Díky takto vysokým teplotám lze výstupní proud ze článku využívat a tím i navyšovat účinnost. Například se dá využít pro expanzi na turbíně a tím navýšit účinnost až k 80 %. Bez využití potenciálu výstupního proudu účinnosti nabývají hodnot okolo 50–65 %. Také jsou tyto články oproti ostatním méně citlivé na nečistoty ze vstupu, takže je možno použít i vzduch bez odstraňování CO₂. [21] [19]



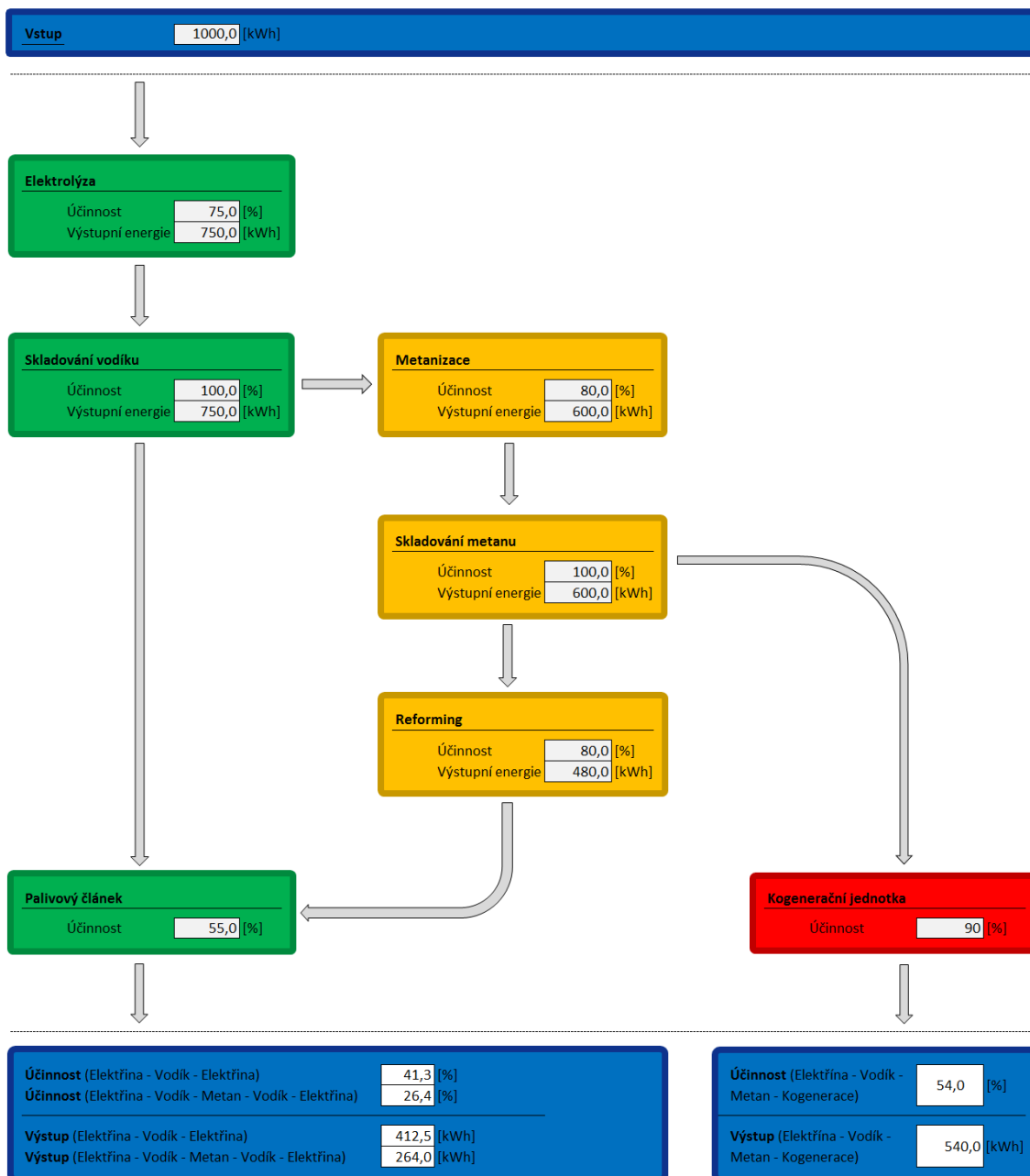
Obrázek 2.21 Schéma tubulárního uspořádání SOFC – Siemens Westinghouse [21]

Vysoké provozní teploty s sebou ale také nesou velké nároky na materiály jednotlivých komponent. Materiály by měly mít dobrou chemickou stabilitu v oxidačním a redukčním prostředí, kterou by měly disponovat i spojovací materiály článku. Dynamický provoz je také ovlivněn vysokými teplotami, neboť najíždění a odstavování je oproti technologiím s nižšími provozními teplotami poměrně delším procesem. Je proto snahou nynějšího výzkumu provozní teploty snižovat až k 600 °C. [21]

Elektrolytem bývá, obdobně jako u vysokoteplotních elektrolyzérů, ZrO₂ (zirkonia) stabilizovaný 8 % mol. Y₂O₃ (YSZ). Jako materiál elektrod se poté využívá Ni a Y₂O₃ stabilizovanou mřížkou ZrO₂. [21]

3 Bilanční model

Dalším cílem této bakalářské práce bylo vypracovat bilanční model systému PtG (obrázek 3.1). Jde o model, kde jsou zaneseny různé cesty, kterými se může tento systém ubírat od vstupní po výstupní energii. V každé buňce je znázorněna účinnost a výstupní energie dané technologie. Na začátku schématu je tedy vstupní energie ve formě elektřiny (Vstup). Dále je zde zaznačeno vícero směrů, kterými se obecně systémy PtG mohou ubírat. A na výstupu je znázorněna celková účinnost daného systému a výstupní energie, kterou lze získat nazpět na základě výsledných účinností.

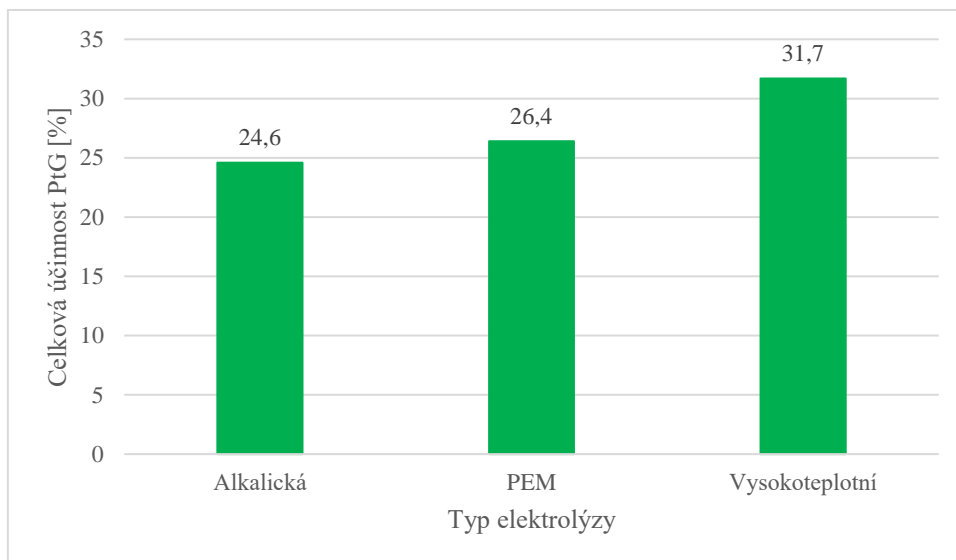


Obrázek 3.1 Bilanční model systému PtG

3.1 Zhodnocení vlivu účinností dílčích komponent

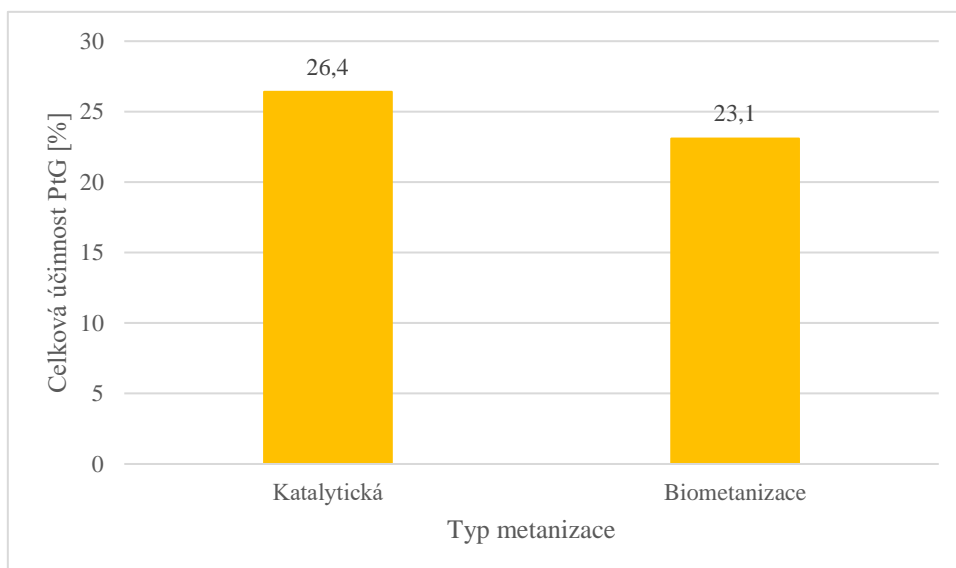
Na následujících grafických závislostech je znázorněn vliv jednotlivých typů dané technologie na celkovou účinnost systému PtG.

- Na obrázku 3.2 byla uvažována katalytická metanizace (účinnost 80 %), účinnost reformingu 80 % a PEM palivový článek (účinnost 55 %).



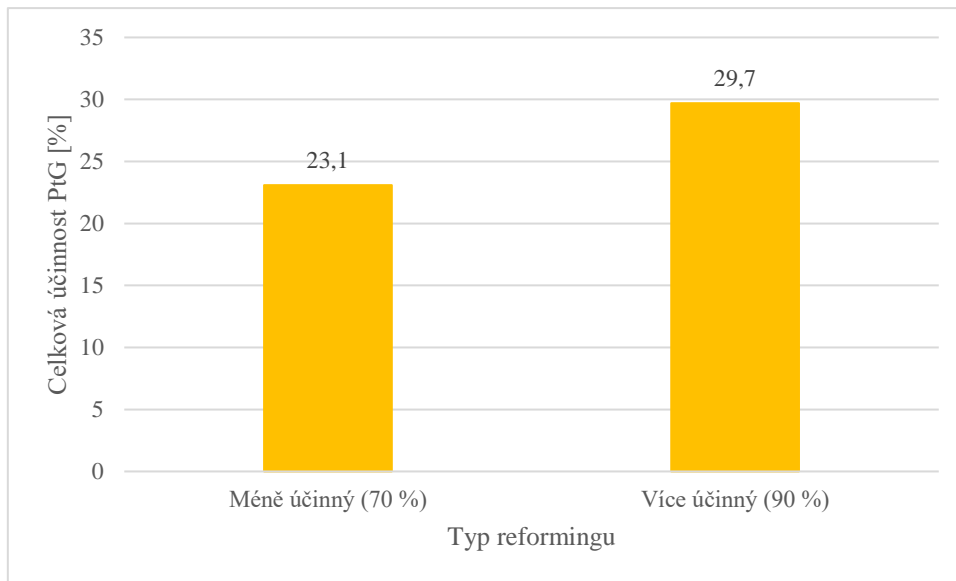
Obrázek 3.2 Vliv účinností jednotlivých typů elektrolýzérů na celkovou účinnost PtG

- Na obrázku 3.3 byla uvažována PEM elektrolýza (účinnost 75 %), účinnost reformingu 80 % a PEM palivový článek (účinnost 55 %).



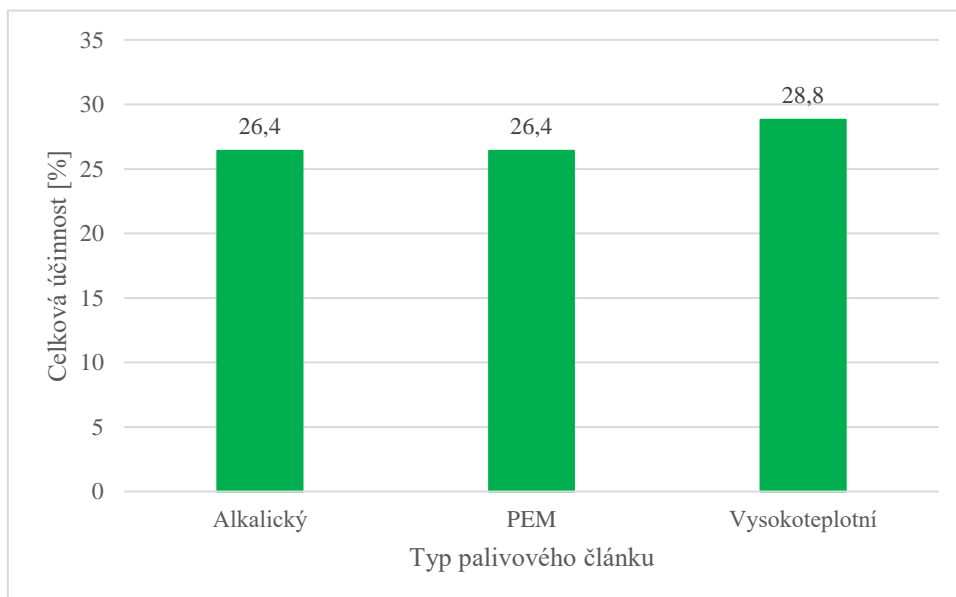
Obrázek 3.3 Vliv účinností jednotlivých typů metanizace na celkovou účinnost PtG

- Na obrázku 3.4 byla uvažována PEM elektrolýza (účinnost 75 %), účinnost reformingu 80 % a PEM palivový článek (účinnost 55 %).



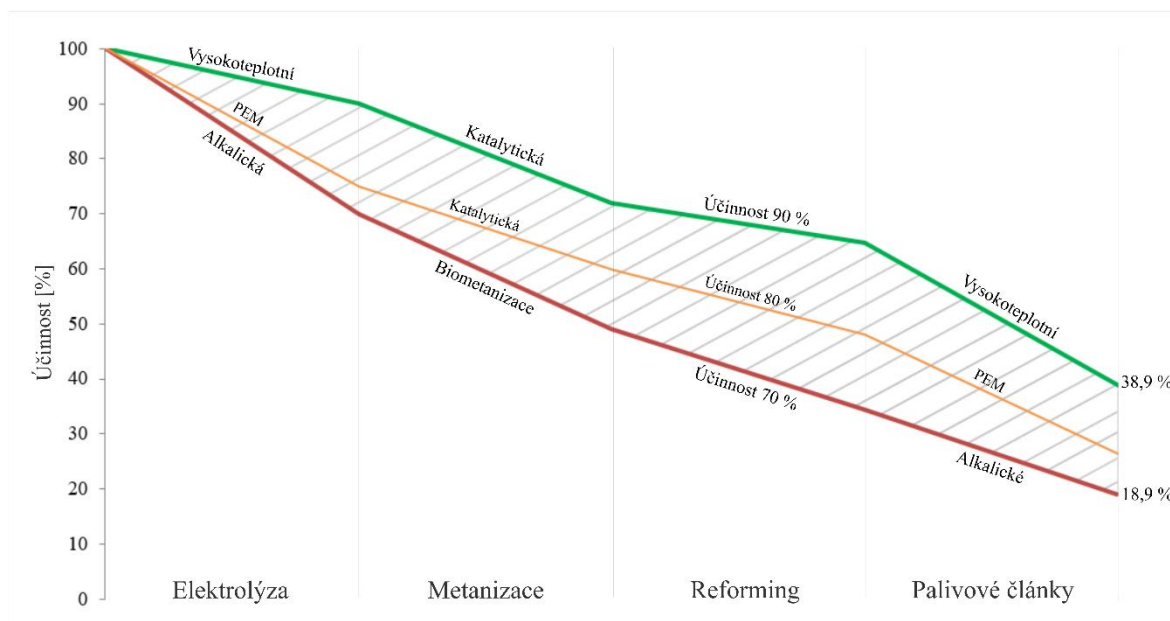
Obrázek 3.4 Vliv účinností jednotlivých typů reformingu na celkovou účinnost PtG

- Na obrázku 3.5 byla uvažována PEM elektrolýza, katalytická metanizace (účinnost 80 %) a účinnost reformingu 80 %.



Obrázek 3.5 Vliv účinností jednotlivých typů palivových článků na celkovou účinnost PtG

Na obrázku 3.6 jsou znázorněny možné směry, kterými se může PtG ubírat, na základě užitých typů zařízení v dané oblasti. Zeleně je vyznačen PtG, kde jsou užity technologie s nejvyššími účinnostmi a u červeně značeného směru jsou použity technologie s nejmenšími účinnostmi. Mezi těmito směry vzniká oblast (vyšrafovaná), kde se zhruba dnes účinnosti těchto systémů pohybují. Oranžově je vyznačena jakási střední cesta, kterou lze dnes použít.



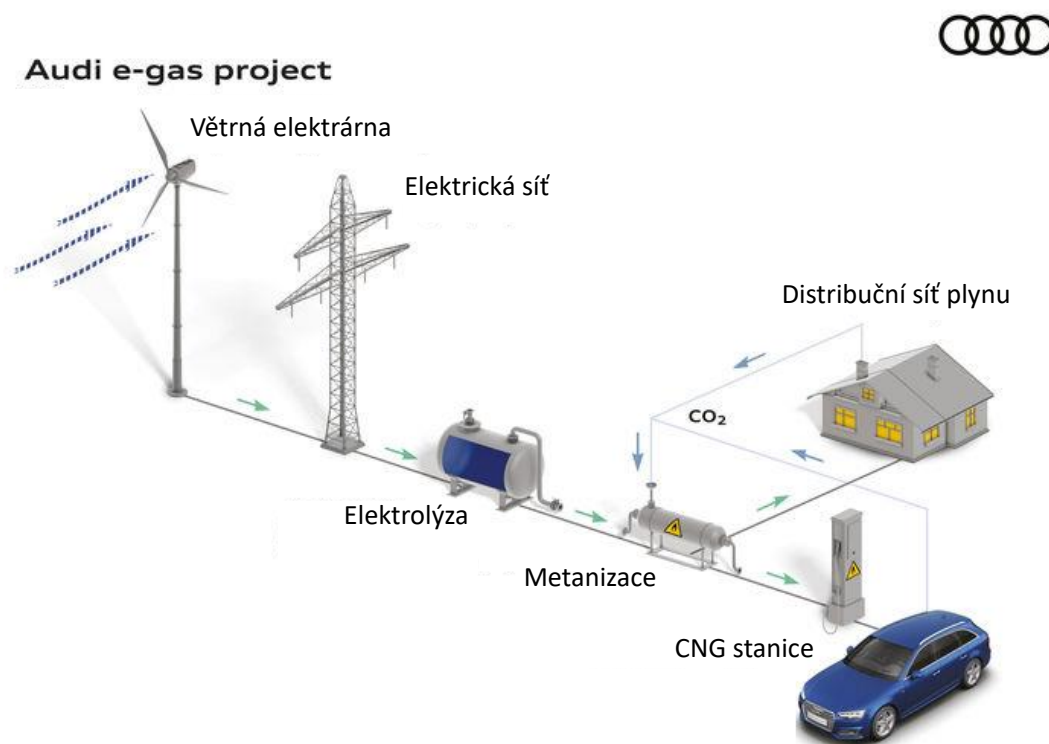
Obrázek 3.6 Vývoj účinnosti PtG na základě užitých technologií

4 Přehled realizací projektů PtG

I když systém PtG není úplnou novinkou tak například v Evropě jsou a vznikají spíše jen pilotní projekty zabývající se tímto systémem. Dnes vznikají již desítky každý rok takovýchto projektů po celém světě. Největším tahounem v tomto směru je díky prosazování a možnosti budování OZE Německo. Většina těchto projektů je financována z dotačních fondů EU a také jsou budovány v kooperaci a spolufinancování více firem. Projekty, až na několik málo výjimek (např. Audi e-gas), většinou mívají instalovaný výkon v řádech desítek až stovek kW. V této kapitole je tedy vypracován přehled těch projektů, které vznikly v posledních 10 letech.

4.1 Audi e-gas

Závod je v provozu od roku 2013, nachází se ve Werlte v Německu a zaujímá plochu 4100 m². Jedná se o jeden z největších závodů PtG pro výrobu metanu s výkonem 6 MWe. Je založen na katalytické metanizaci čistého vodíku a oxidu uhličitého v izotermickém reaktoru. Vodík je produkován alkalickými elektrolyzéry (3x2 MWe), které pohání pobřežní větrný park v Severním moři, který zahrnuje 4 turbíny, kdy každá má instalovaný výkon 3,6 MWe. Proces PtG pracuje s 54 % účinností (bez započítání využití odpadního tepla). Produktem je SNG s energetickým obsahem 13,85 kWh/kg. Maximální výstupní tok zařízení je 325 m³/h, ale odhadovaná produkce je 1000 tun metanu (e-gas) ročně kvůli dostupnosti energie z OZE pro výrobu vodíku. Při výrobě metanu (e-gas) se chemicky váže zhruba 2800 tun CO₂ ročně. Výsledný produkt je tvořen z 99 % metanem. [24] [25]



Obrázek 4.1 Schéma projektu Audi e-gas [26]

4.2 Electrochaea – BioCat

Projekt, který byl spuštěn v únoru 2014 v Dánském Avedøre využívá biometanizační proces pro výrobu metanu. Vodík je získáván pomocí alkalického elektrolyzáru s využitím energie z OZE. Ten je dále využit společně s oxidem uhličitým pro metanizační reaktor při výrobě metanu. Zdrojem CO₂ mohl být buď surový bioplyn (60 % CH₄, 40 % CO₂), nebo bioplyn po zušlechtnění. Díky využití metanogenních bakterií Archaea, které mají vysokou toleranci vůči nežádoucím prvkům (sirovodík, oxidy dusíku, amoniak, ...) se dosahovalo až 98,6% využití CO₂ při provozních teplotách 60–65 °C. Cílem tohoto projektu bylo vstříkování vyrobeného plynu do Dánské distribuční sítě. Celý systém pracoval v dynamickém režimu, aby mohl reagovat na výchyly v dodávkách el. energie OZE. Výkon zařízení byl 1 MWe a účinnost systému 52–58 %. Výstupní produkt byl tvořen z >97 % CH₄ a výstupní tok SNG byl 50 m_n³/h. Celkový rozpočet tohoto projektu je okolo 6,7 milionu eur a projekt byl v provozu v letech 2014 až 2016. [24] [27]

4.3 BioPower2Gas (Microb Energy)

Je první PtG zařízení založené na biologické metanizaci (obohacování bioplynu), které dosáhlo komerčního měřítka ve světě. Bylo postaveno v rámci tříletého projektu v Allendorfu (Německo), který byl spuštěn v září 2013. První vstříkování SNG do národní plynárenské sítě proběhlo v březnu 2015 a spotřebovalo se 15 m_n³/hod vodíku pro metanizační proces, avšak potenciální produkce elektrolyzáru je 60 m_n³/h. Závod PtG se skládá z 2 x 150 kWe PEM elektrolyzáru pro výrobu vodíku. Dále využíval bioreaktor o objemu 5 m³, který opět využívá mikroorganismus Archaea, takže je proces flexibilnější z hlediska kvality bioplynu pro výrobu metanu. Pro výrobu vodíku se využívají přebytky el. energie z OZE. Výsledný produkt obsahuje okolo 95 % CH₄. Projekt byl ukončen v roce 2016. [24]

4.4 Helmeth (Sunfire)

Je projekt, který započal v dubnu 2014 a využívá vysokoteplotní elektrolyzu a metanizaci pro efektivnější PtG proces. Celková účinnost systému se pohybuje okolo 80 % právě díky vysokoteplotní elektrolyze a CO₂ metanizaci (využití odpadního tepla). Pro elektrolyzu se využívá SOEC o výkonu 15 KW, který pracuje při teplotách 800 °C a tlaku 15 bar. CO₂ metanizace poté využívá dva reaktory v řadě o výkonu okolo 30–60 kW, které pracují při teplotě 300 °C a tlaku 30 bar. Celkový rozpočet projektu byl 3,8 milionu EUR a projekt byl ukončen v prosinci roku 2017. [24] [28]

4.5 RENOVAGAS

Jedná se o první španělský projekt, který pro proces PtG využívá obohacování bioplynu skrze metanizační proces a hlavní cíl byla injekce do distribuční sítě plynu ve Španělsku. Projekt byl spuštěn v roce 2014 a výstavba byla dokončena zhruba v roce 2015 a systém začal pracovat v roce 2016. Využili zde kontejnerový design, aby mohli celou elektrárnu lehce přemístit k bioplynové stanici. Zařízení využívá 15 kW alkalický elektrolyzáru, modulární multikanálový reaktor s chlazením na bázi oleje a řídicí systémy. Reaktor pracuje při 25 bar a 275–330 °C a katalyzátor na bázi Ru. Produkce výsledného produktu dosahovala rychlosti 2 m_n³/h. Celkový rozpočet projektu činí 1,7 milionu EUR. Toto zařízení je prvotní projekt, který vede k

dalšímu výzkumu ohledně PtG systémů – nejdříve pilotní zařízení o výkonu 250 kW, a to by vedlo k výstavbě zařízení o výkonu 5 MW. Projekt byl ukončen v září roku 2017. [24]

4.6 STORE&GO

Na projektu STORE&GO spolupracovalo 27 partnerských organizací a společností z celé Evropy s cílem integrovat technologii PtG do budoucího evropského energetického systému. [29]

4.6.1 PtG ve Falkenhagenu

Jedná se o zařízení, které ukládalo elektřinu generovanou větrnými turbínami. V provozu bylo generováno okolo $360 \text{ m}_n^3/\text{h}$ vodíku za pomoci alkalického elektrolyzéry o výkonu 2 MWe. Následně byl tento vodík přiváděn potrubím do 1,6 km vzdálené plynové rozvodné sítě. Tímto způsobem byl k dispozici pro elektřinu, topení, mobilitu a průmyslový trh dle potřeby stejně jako normální zemní plyn. Projekt byl dále rozšířen o metanizační proces, který pracoval s účinností okolo 85 % a celková účinnost byla zhruba 53 %. Společnost dává za vinu tuto nižší účinnost elektrolyzéry, kdyby použili novější typ tak by se celková účinnost mohla vyšplhat i na 69 %. Obsah metanu ve výsledném produktu dosahoval 99 % a to i s přihlédnutím na fakt, že elektrárna neběžela vždy na plný výkon (od 40 % do 100 %). [30] [31]

4.6.2 PtG v Troji

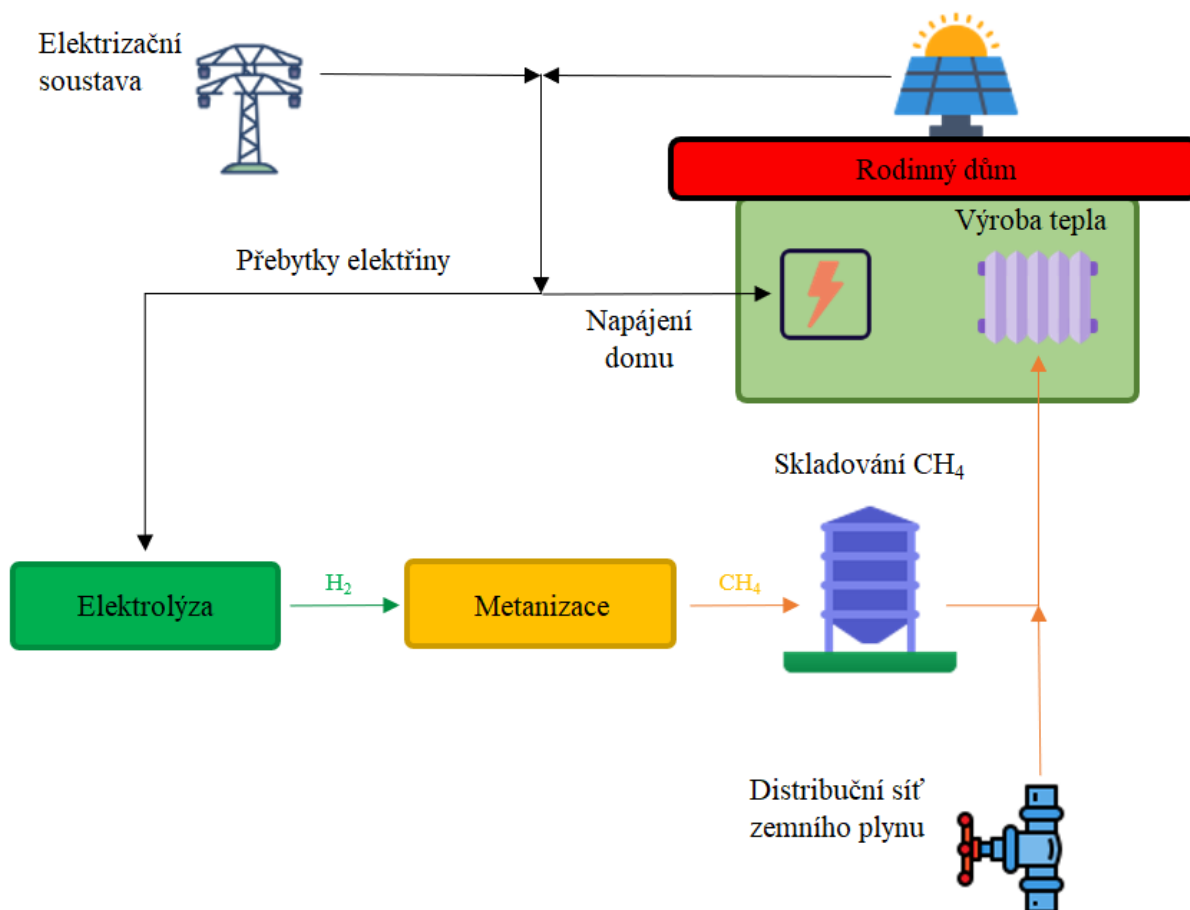
Tento projekt byl spuštěn (testovací fáze) v září 2018. Díky intenzivnímu slunečnímu záření v oblasti Troji se tato energie společně s větrnou využívá k produkci vodíku za pomoci alkalického elektrolyzéry o výkonu 200 kW, který dokáže pracovat při maximální tlaku 10 bar a teplotě 80 °C. Vodík je následně použit pro proces metanizace společně s CO₂. K produkci CO₂ se využívá technologie přímého zachytávání z ovzduší (tzv. DAC – Direct air capturing). Tímto se uzavírá celý uhlíkový cyklus, kdy se následně spaluje SNG, přičemž vzniká určité množství CO₂. Metanizace probíhá v monolitním reaktoru s provozním tlakem 4 bar a teplotou 280 °C (produkt obsahuje okolo 96 % metanu). Poté je zde ještě jednotka na zkapaňování plynu, kde se téměř čistý metan chladí na teplotu -162 °C, čímž vzniká tzv. obnovitelný zkapaňovaný plyn, tedy LRG (liquefied renewable gas). Celková účinnost procesu je 29 %, ale pokud by se využívalo odpadní teplo tak by účinnost mohla vystoupat až na zhruba 46 %. Bylo zde také dokázáno, že proces lze provozovat dynamicky od 20 do 80 % zátěže, a to s rychlostí změny 5 %/min. Maximální výkon zařízení byl 112 kW. [30] [32] [33] [34]

4.6.3 PtG v Solothurnu

Tento projekt započal zhruba v roce 2018 a první vstřikování SNG do distribuční sítě proběhla v polovině roku 2019. Pro výrobu vodíku se zde využíval PEM elektrolyzér. Vodík byl dále využíván pro výrobu syntetického metanu v bioreaktoru, kde za pomoci biokatalyzátoru (Archaea) a CO₂ vznikal metanizací CH₄ a H₂O při teplotě okolo 62 °C a tlaku 11 bar, a dále postupoval SNG do sušící komory. Přišlo se na to, že mikroorganismy potřebují svůj čas na růst. Proto se během uvádění do provozu musela postupně zvyšovat zátěž, aby Archaea měla čas na kultivaci. Jako zdroj CO₂ pro metanizaci se využívala nedaleká čistíčka odpadních vod. Vyprodukované SNG se vypouštělo do distribuční sítě pod tlakem 4 bar. Celková účinnost procesu byla 76 %, kdy se zde započítává i využívání odpadního tepla z elektrolyzy, která probíhala na teplotě okolo 60 °C. Dále se u projektu uvádí, že pokud by se využívalo i odpadní teplo z metanizačního procesu tak by se účinnost mohla vyšplhat až na 89 %. [30] [32] [35]

5 Bilanční návrh systému PtG k rodinnému domu

Posledním cílem této bakalářské práce bylo zpracování bilančního návrhu systému PtG pro konkrétní uvažovanou realizaci. Pro návrh byl zvolen rodinný dům. Na rodinný dům byl proveden návrh fotovoltaických panelů a přebytky elektřiny z těchto panelů by byly ukládány do metanu pomocí PtG. Tento metan by byl následně spalován v již nainstalovaném kondenzačním kotli a částečně by pokrýval potřebu tepla domu. Schéma možného zapojení systému PtG k domu je znázorněno na obrázku 5.1



Obrázek 5.1 Schéma zapojení systému PtG a fotovoltaických panelů k rodinnému domu

5.1 Popis výpočtového objektu

Jedná se o menší hospodářskou usedlost s obytnou částí (na obrázku 5.2 znázorněna modře) o dispozici 2+1 s předsíní, komorou a 2 šatnami. Rozloha se pohybuje okolo 80 m². Dům je velmi starý, částečně kamenný a částečně zděný a zateplený. Střechy orientované na jih nebývají ničím kryté v žádné denní době. Dům je napojen na distribuční síť zemního plynu a elektřiny.



Obrázek 5.2 Snímek výpočtového objektu ze satelitu

5.1.1 Umístění objektu

Martínkov – vesnice na jihozápadu kraje Vysočiny (vzdálenější okolí města Třebíč)

5.1.2 Získávání tepla

Je zde nainstalován kotel na uhlí a také plynový kondenzační kotel. Kotel na uhlí bývá využíván při chladnějších dnech, a hlavně o víkendech.

5.2 Spotřeba energie domu

Celková spotřeba elektřiny a zemního plynu je vzata z vyúčtovacích faktur z roku 2020. Dále spotřeba energie z hlediska tuhých paliv je hrubý odhad, neboť není jisté, kolik se každý rok přesně protopí, takže je uvažována celková hmotnost spáleného paliva zhruba 508 kg a výhřevnost je vztažena na tříděné hnědé uhlí ze Sokolovska, tedy 14,17 MJ/kg. Výsledná spotřeba energie z tuhých paliv je vypočtena dle rovnice 5.1. [36]

$$E = Q_i^r \cdot m \quad (5.1)$$

$$E = \frac{14170000 \cdot 508}{3600000} = 2000 \text{ kWh}$$

Tabulka 5.1 Spotřeba energie domu

	Spotřeba energie [kWh]
Elektřina	3 406
Zemí plyn	13 540
Tuhá paliva	2 000
Celková energie	18 946

5.3 Rozložení spotřeby energie

Nyní je zde provedeno, jen pro ukázkou, rozložení spotřeby energie (tabulky 5.2 a 5.3)

Tabulka 5.2 Rozložení spotřeby energie

	Podíl na spotřebě [%]	Spotřeba [kWh]
Vytápění	66	12504,4
Ohřev vody	16	3031,4
Vaření	3	568,4
Elektřina	15	2841,9

Tabulka 5.3 Podíl Tepla a elektřiny na spotřebě

Celkem	Tepllo	Elektřina
Podíl [%]	82	18
Energie [kWh]	15535,7	3410,3

5.4 Rozložení spotřeby energie do jednotlivých měsíců

Dále je zapotřebí rozdělit celkové nároky na elektřinu (tabulka 5.4) a na teplo (tabulka 5.5) do jednotlivých měsíců.

Tabulka 5.4 Nároky na elektřinu v jednotlivých měsících

Nároky na elektřinu v jednotlivých měsících						
Měsíc	Leden	Únor	Březen	Duben	Květen	Červen
Spotřeba [kWh]	320,2	303,5	327,4	263,3	266,3	255,8
Měsíc	Červenec	Srpen	Září	Říjen	Listopad	Prosinec
Spotřeba [kWh]	250,0	259,2	255,1	290,2	306,9	312,4

Tabulka 5.5 Nároky na teplo v jednotlivých měsících

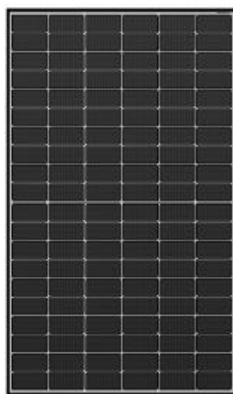
Nároky na teplo v jednotlivých měsících						
Měsíc	Leden	Únor	Březen	Duben	Květen	Červen
Spotřeba [kWh]	2299,3	2460,9	1974,6	1277,0	464,5	394,6
Měsíc	Červenec	Srpen	Září	Říjen	Listopad	Prosinec
Spotřeba [kWh]	348	348	511,1	1347,0	1904,7	2206,1

5.5 Návrh fotovoltaických panelů

Bylo zvoleno pokrytí fotovoltaickými (FV) panely na obě části střech orientovaných na jih. Jedná se o oblast, kde je obytná část a druhá oblast je část střechy stodoly (znázorněno modře na obrázku 5.3). Celková plocha obou střech je zhruba 63 m^2 , takže pro návrh je uvažována celá tato plocha pro pokrytí FV panely. Pro návrh byl zvolen panel od společnosti Q Cells o nominálním výkonu 350 Wp (obrázek 5.4).



Obrázek 5.3 Umístění FV panelů (značeno modře)



Obrázek 5.4 Fotovoltaický panel společnosti Q Cells [37]

5.5.1 Výpočet účinnosti

Je zapotřebí určit celkovou účinnost FV panelů v jednotlivých měsících, protože tato účinnost závisí na mnoha faktorech, které se během celého roku mění. Níže v textu je uveden postup výpočtu produkce elektrické energie FV systémem, metodologicky podobný zavedenému výpočtovému postupu pro bilancování energetických zisků solární tepelné soustavy a přizpůsobený specifickým vlastnostem FV systémům. [38] Postup zohledňuje vliv teploty FV článku a vliv úrovně slunečního záření během roku na účinnost článků na základě údajů uvedených výrobcem. Dále postup uvažuje také el. ztráty měniče a ztráty na DC a AC vedení. Postup využívá sjednocené klimatické údaje definované v TNI 73 0331 pro hodnocení energetické náročnosti budov. [39]

Veškeré údaje týkající se klimatických podmínek jsou vztaženy k oblasti města Brna. Azimutový úhel byl zvolen 15° a sklon střechy je 45° . [40]

Tabulka 5.6 Výpočet účinnosti FV panelů v jednotlivých měsících [37] [38] [40]

Měsíc	η_{ref}	γ	G_m	NOCT	$t_{e,s}$	$\Delta\eta_G$	k	η_{FV}
[-]	[%]	[%/K]	[kW]	[°C]	[°C]	[%]	[%]	[%]
1	19,5	-0,36	383	43	1,7	4	0,02485	19,90
2	19,5	-0,36	473	43	2,8	4	0,02485	19,82
3	19,5	-0,36	535	43	7,0	4	0,02485	19,60
4	19,5	-0,36	534	43	12,0	4	0,02485	19,27
5	19,5	-0,36	524	43	17,2	4	0,02485	18,90
6	19,5	-0,36	523	43	20,2	4	0,02485	18,70
7	19,5	-0,36	524	43	22,1	4	0,02485	18,54
8	19,5	-0,36	534	43	21,8	4	0,02485	18,57
9	19,5	-0,36	535	43	18,8	4	0,02485	18,90
10	19,5	-0,36	473	43	13,1	4	0,02485	19,35
11	19,5	-0,36	383	43	7,7	4	0,02485	19,68
12	19,5	-0,36	344	43	3,5	4	0,02485	20,45

Výpočet součinitele k pro daný modul:

$$k = \frac{\Delta\eta_G}{\ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right)} \quad (5.2)$$

Kde je

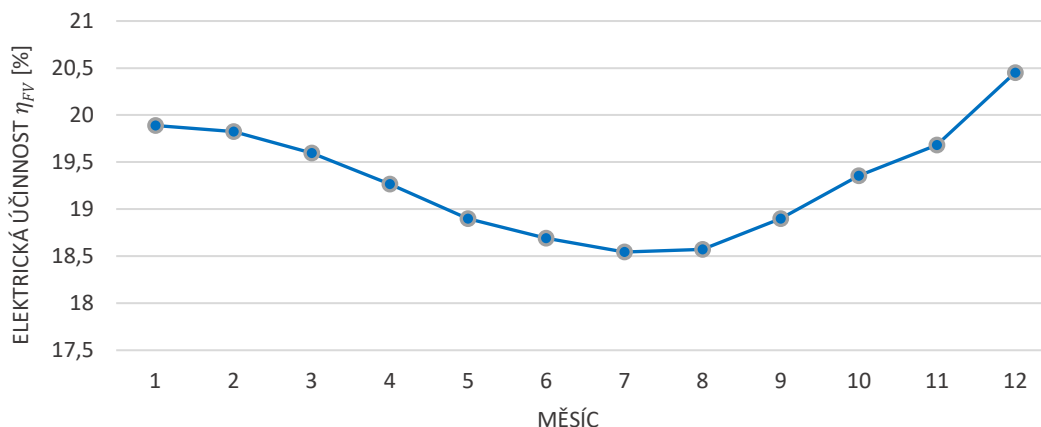
$\Delta\eta_G$	Relativní snížení účinnosti
G	Sluneční ozáření pro stanovení poklesu účinnosti, zpravidla $G = 200 \text{ W/m}^2$
G_{ref}	Referenční ozáření $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$

Výpočet účinnosti modulů v jednotlivých měsících:

$$\eta_{FV} = \eta_{ref} \cdot \left(1 + \frac{\gamma}{100} \cdot \left(\frac{G_m}{800} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{ref}}{100 \cdot 0,95}\right) \cdot (NOCT - 20) + t_{e,s} - 25\right)\right) \cdot \left(1 + k \cdot \ln\left(\frac{G_m}{1000}\right)\right) \quad (5.3)$$

Kde je

γ	Teplotní součinitel výkonu pro daný modul [%/K]
G_m	Střední sluneční ozáření [W/m^2]
η_{ref}	Referenční účinnost při normových zkušebních podmínkách [%]
NOCT	Jmenovitá provozní teplota článku [°C]
$t_{e,s}$	Střední denní teplota venkovního vzduchu v době slunečního svitu [°C]



Obrázek 5.5 Bilance FV panelu

5.5.2 Výpočet dopadající energie za jeden den

Dále je nutno provést výpočet dopadající energie v jednotlivých měsících

Tabulka 5.7 Výpočet dopadající energie [40] [41]

Brno; Jih ($\pm 15^\circ$) 45°	$Q_{S \text{ den, teor}}$ [kWh·m ⁻²]	$Q_{D \text{ den}}$ [kWh·m ⁻²]	τ [-]	$Q_{S \text{ den}}$ [kWh·m ⁻²]
Leden	3,16	0,48	0,18	0,9624
Únor	4,79	0,69	0,31	1,961
Březen	6,42	0,97	0,38	3,041
Duben	7,42	1,22	0,39	3,638
Květen	8,22	1,4	0,48	4,6736
Červen	8,55	1,45	0,53	5,213
Červenec	8,22	1,4	0,56	5,2192
Srpen	7,42	1,22	0,53	4,506
Září	6,42	0,97	0,5	3,695
Říjen	4,79	0,69	0,37	2,207
Listopad	3,16	0,48	0,23	1,0964
Prosinec	2,7	0,4	0,12	0,676

Výpočet dopadající energie za den:

$$Q_{S \text{ den}} = \tau \cdot Q_{S \text{ den teor}} + (1 - \tau) \cdot Q_{D \text{ den}} \quad (5.4)$$

Kde je

τ	Poměrná doba slunečního svitu
$Q_{S \text{ den teor}}$	Úhrnná energie slunečního záření dopadající na daný povrch při daném znečištění atmosféry bez oblačnosti za celý den
$Q_{D \text{ den}}$	Úhrn energie dopadajícího difúzního záření na 1 m ²

5.5.3 Výpočet celkové dodané energie FV panely

Nyní přichází na řadu výpočet celkové dodané energie FV panely v jednotlivých měsících, které využívá vypočtenou účinnost a dopadající energii z předchozích kapitol.

Tabulka 5.8 Výpočet celkové dodané energie FV panely v jednotlivých měsících [38]

Brno; Jih ($\pm 15^\circ$) 45°	Počet dní [-]	Q_S měsíc [kWh·m ⁻²]	$E_{FV, sys}$ [kWh]
Leden	31	29,83	309,56
Únor	28	54,91	567,82
Březen	31	94,27	963,72
Duben	30	109,1	1096,9
Květen	31	144,9	1428,4
Červen	30	156,4	1524,8
Červenec	31	161,8	1565,1
Srpen	31	139,7	1353,3
Září	30	110,9	1092,8
Říjen	31	68,42	690,73
Listopad	30	32,89	337,70
Prosinec	31	20,96	223,57

Výpočet dopadající energie na 1 m² v jednotlivých měsících:

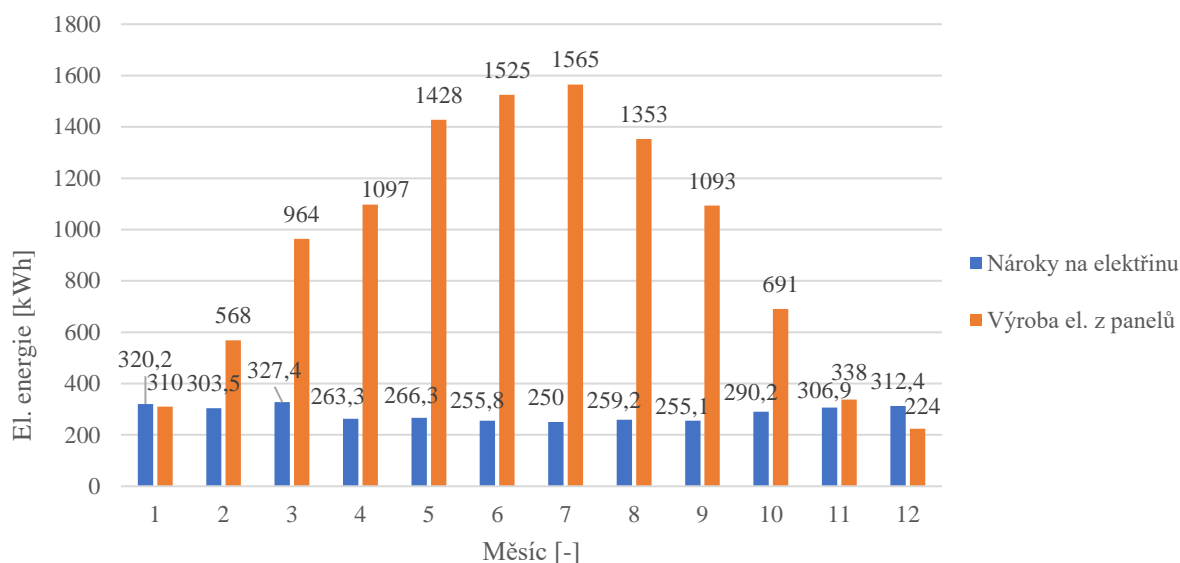
$$Q_{S \text{ měsíc}} = Q_{S \text{ den}} \cdot (\text{Počet dní}) \quad (5.5)$$

Výpočet celkové dodané energie FV panely v jednotlivých měsících:

$$E_{FV, sys} = 0,9 \cdot \frac{\eta_{FV}}{100} \cdot Q_{S \text{ měsíc}} \cdot A_{FV} \cdot \left(1 - \frac{p}{100}\right) \quad (5.6)$$

Kde je

η_{FV}	Měsíční účinnost modulů [%]
$Q_{S \text{ měsíc}}$	Dopadající energie na 1 m ² v jednotlivých měsících [kWh]
A_{FV}	Činná plocha instalovaných FV modulů [m ²]
p	Srážka vlivem elektrických ztrát (8 %)



Obrázek 5.6 Porovnání spotřeby tepla a výroby elektřiny z FV panelů

Na obrázku 5.6 lze vidět, že ve většině měsíců, kromě listopadu, prosince a ledna, jsou nároky na elektřinu pokryty pouze z FV panelů. V těch měsících, kdy jsou nároky větší, než výroba by se elektřina nejspíše musela odebírat ze sítě, anebo by se tyto nedostatky mohly řešit pomocí akumulátoru. Přebytečná energie by se následně pomocí procesů elektrolýzy a metanizace uchovávala v metanu.

Výpočet celkových přebytků elektřiny z FV panelů:

$$E_{\text{přebytky}} = \sum_{i=1}^{12} (E_{i,\text{výroba}} - E_{i,\text{nároky}}) \quad (5.7)$$

$$E_{\text{přebytky}} = 7744,1 \text{ kWh}$$

5.6 Návrh PtG systému

Nyní přichází na řadu návrh/výpočet systému PtG. Pro návrh byl zvolen PEM elektrolyzátor. Ty nabízí lepší možnost dynamického provozu, což bude jistě potřeba pro aplikaci na rodinný domek s využitím FV panelů. Nebyl zvolen přesný model, takže účinnost byla převzata z literatury, resp. z předchozích kapitol, a činí 75 %. Dále byla zvolena biologická metanizace. Ta byla zvolena hlavně pro svoje nižší provozní teploty a tlaky, což je opět pro aplikace do domácností vhodnější. Této metodě odpovídá účinnost 70 %.

Výpočet energie uložené ve vodíku po procesu elektrolýzy:

$$E_{\text{elektrolýza}} = \frac{\eta_{\text{elektrolýza}}}{100} \cdot E_{\text{přebytky}} \quad (5.8)$$

$$E_{\text{elektrolýza}} = \frac{75}{100} \cdot 7744,1 = 5808,1 \text{ kWh}$$

Výpočet energie uložené v metanu po procesu metanizace:

$$E_{\text{metanizace}} = \frac{\eta_{\text{metanizace}}}{100} \cdot E_{\text{elektrolýza}} \quad (5.9)$$

$$E_{\text{metanizace}} = \frac{70}{100} \cdot 5808,1 = \mathbf{4065,7 \text{ kWh}}$$

Metan vyrobený a uskladněný touto cestou by byl následně spalován v kondenzačním plynovém kotli pro částečné pokrytí potřeby tepla během roku. V domě se nachází kondenzační kotel od společnosti Junkers, konkrétně model Suprapur KBR 30 (obrázek 5.7), který pracuje s účinností 93 % a výkonem 32 kW. [42]



Obrázek 5.7 Kondenzační plynový kotel Junkers Suprapur KBR 30 [42]

Výpočet výsledného tepla dodaného spálením uloženého metanu z přebytků elektřiny:

$$E_{\text{tepl,vysl}} = E_{\text{metanizace}} \cdot \frac{\eta_{\text{kotel}}}{100} \quad (5.10)$$

$$E_{\text{tepl,vysl}} = 4065,7 \cdot \frac{93}{100} = \mathbf{3781,1 \text{ kWh}}$$

Rozložení potřeby tepla do jednotlivých měsíců:

Tabulka 5.9 Potřeba tepla v jednotlivých měsících

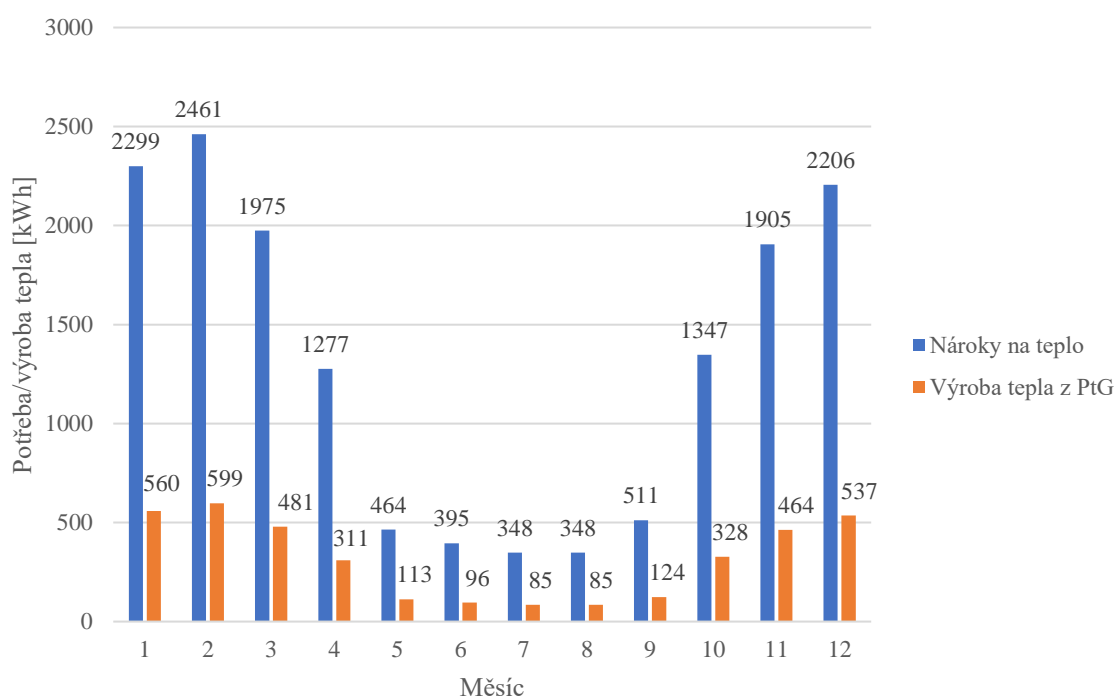
Potřeba tepla v jednotlivých měsících						
Měsíc	Leden	Únor	Březen	Duben	Květen	Červen
Potřeba [kWh]	2299,3	2460,9	1974,6	1277,0	464,52	394,61
Měsíc	Červenec	Srpen	Září	Říjen	Listopad	Prosinec
Potřeba [kWh]	348,00	348,00	511,13	1347,0	1904,7	2206,1

Rozložení výroby tepla do jednotlivých měsíců, na základě procentuálního rozložení z tabulky 5.9:

Tabulka 5.10 Výroba tepla pomocí PtG v jednotlivých měsících

Výroba tepla pomocí PtG v jednotlivých měsících						
Měsíc	Leden	Únor	Březen	Duben	Květen	Červen
Potřeba [kWh]	559,6	598,9	480,6	310,8	113,1	96,00
Měsíc	Červenec	Srpen	Září	Říjen	Listopad	Prosinec
Potřeba [kWh]	84,70	84,70	124,4	327,8	463,60	536,9

V tuto chvíli přichází na řadu porovnání potřeby a výroby tepla. To je znázorněno na obrázku 5.7.



Obrázek 5.8 Porovnání potřeba tepla a zisku tepla ze systému PtG

Z obrázku 5.8 je zřejmé, že potřeba tepla značně převyšuje teplo vyrobené pomocí PtG systému. A jelikož elektrická energie dodaná do systému z FV panelů je značně omezena plochou střechy domu nelze toto dodané teplo navyšovat. Je tedy nutný odběr zemního plynu z distribuční sítě.

6 Závěr

V teoretické části této práce byl popsán systém Power to Gas a dohledatelné technické parametry jeho dílčích komponent. Za největší omezení lze považovat schopnost provozu těchto komponent v dynamickém režimu. Ten je zapotřebí zejména, pokud se jako zdroj elektrické energie využívají OZE. Většina těchto zařízení tuto schopnost ale postrádá, anebo se tímto způsobem provozu omezuje jejich životnost a účinnost. Je tedy zapotřebí ještě provést určitý výzkum na toto téma a zdokonalit tak jednotlivé komponenty pro budoucí užívání.

V následující části byl vypracován bilanční model na základě dohledaných parametrů z teoretické části. Model byl vypracován v MS Excel a slouží pro porovnání možných cest, kterými se může systém PtG ubírat. Tato část také obsahuje vlivy účinností dílčích komponent na celkovou účinnost systému. Díky tomu bylo vypočteno, že nejvyšší možnou účinností v dnešní době (dle dohledaných zdrojů) je zhruba 39 %. Pokud se tato účinnost porovná s konvenčními způsoby výroby elektřiny, například s jadernou (30 %) nebo uhelnou (40 %) elektrárnou, tak lze vidět, že účinnost systému PtG jim již dokáže konkurovat. Je ale zapotřebí brát v potaz, že se jedná o ideální možné účinnosti, takže musíme počítat spíše s nižšími hodnotami.

Z hlediska realizací je zde zaznamenáno 9 projektů, u kterých bylo možno dohledat bližší technické parametry. Na celém světě ovšem existuje již několik desítek podobných projektů zabývajících se PtG. Za největší "velmoc" PtG systémů lze považovat Německo, kde stále vznikají nové a nové projekty. Účinnosti, které jsou u projektů uvedeny se ovšem s těmi, co jsou uvedeny v předchozích kapitolách této práce, neshodují. Zde je nutné si uvědomit, že v těchto projektech se využívá pouze procesů elektrolýzy a metanizace a výsledný produkt se buď vstříkuje do distribuční sítě, nebo jinak využívá. Nikde se v těchto projektech neuvažuje s metodou reformingu ani s palivovými články. Proto jsou tedy účinnosti v některých případech blízké až 90 %. Nějaké z uvedených projektů také využívají, nebo by mohly využívat, odpadní teplo z procesů. Tím se výsledná účinnost také dosti navýší. I když se metoda reformingu a palivové články neuvažují, jsou uvedená čísla velmi pozitivní a poukazují na to, že jsou systémy PtG stále více a více konkurenceschopné.

V praktické části byl vypracován návrh FV panelů a PtG systému pro rodinný dům. Jednalo se o starší hospodářskou usedlost. Návrh FV panelů byl proveden tak, aby se co nejlépe pokryla potřeba elektřiny v jednotlivých měsících, a aby se získaly co největší přebytky elektřiny. Plocha střech domu orientovaných na jih je však omezena a v některých měsících výroba elektřiny z FV panelů nestačí pro pokrytí potřeby elektřiny. Je tedy nutné tyto nedostatky nějakým způsobem pokrýt, například odebíráním elektřiny ze sítě. Přebytky elektřiny by se následně přeměňovaly do vodíku v PEM elektrolyzátoru a do metanu v biometanizačním reaktoru. Výsledný metan by se skladoval a využíval pro vytápění a ohřev TUV v již nainstalovaném kondenzačním kotli. Energie z přebytků elektřiny uložená v metanu ovšem nepokrývá celkovou potřebu tepla v jednotlivých měsících. Proto je zapotřebí odebírat zemní plyn z distribuční sítě. Je třeba brát v potaz to, že pro tento návrh nebyly zvoleny přesné modely elektrolyzátoru ani metanizačního reaktoru. To je způsobeno tím, že v dnešní době na světě neexistuje mnoho společností, které by se zabývaly výrobou a vývojem takto malých zařízení, které by se hodily pro užití v domácnostech. Jedná se tedy jen o hrubý nástin toho, jak by se tato technologie mohla v budoucnu využívat pro domovní aplikace.

Seznam použitých zdrojů

- [1] RITCHIE, Hannah, Max ROSER a Pablo ROSADO. Energy. *OurWorldInData.org* [online]. [cit. 2022-05-12]. Dostupné z: <https://ourworldindata.org/energy>
- [2] LEHNER, Markus, Robert TICHLER, Horst STEINMÜLLER a Markus KOPPE. *Power-to-gas: technology and business models*. 1. Cham: Springer, 2014, viii, 93 stran : grafy. ISBN 978-3-319-03994-7.
- [3] GANDIA, Luis M, Gurutze ARZAMENDI a Pedro M DIEGUEZ. *Renewable Hydrogen Technologies*. 1. Oxford: Elsevier Science & Technology, 2013. ISBN 9780444563521. doi:10.1016/C2011-0-05152-9
- [4] Nel. In: *Nel Hydrogen* [online]. [cit. 2022-04-20]. Dostupné z: <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/>
- [5] GRIGORIEV, S.A, V.I POREMBSKY a V.N FATEEV. Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. *International journal of hydrogen energy* [online]. Elsevier Ltd, 2006, **31**(2), 171-175 [cit. 2022-03-01]. ISSN 0360-3199. Dostupné z: doi:10.1016/j.ijhydene.2005.04.038
- [6] LERCHER, Trevor M. Hydrogen Production via Water Electrolysis. *Storing Energy*. 1. Elsevier, 2016, s. 315-326. ISBN 9780128034491.
- [7] KUPECKI, Jakub, Konrad MOTYLINSKI, Stanisław JAGIELSKI, Michal WIERZBICKI, Jack BROUWER, Yevgeniy NAUMOVICH a Marek SKRZYPKIEWICZ. Energy analysis of a 10 kW-class power-to-gas system based on a solid oxide electrolyzer (SOE). *Energy conversion and management* [online]. OXFORD: Elsevier Ltd, 2019, **199**(111934), 111934 [cit. 2022-03-01]. ISSN 0196-8904. doi:<https://doi-org.ezproxy.lib.vutbr.cz/10.1016/j.enconman.2019.111934>
- [8] RUPP, Carriveau a Ting DAVID S-K. Hydrogen Storage and Compression. *Methane and Hydrogen for Energy Storage*. 1. Institution of Engineering and Technology, 2016, s. 1-17. ISBN 9781785611933.
- [9] Products. In: *Doosan Mobility Innovation* [online]. 2022 [cit. 2022-04-27].
- [10] ZUTTEL, Andreas. Materials for hydrogen storage. *Materials today (Kidlington, England)*. Elsevier Ltd, 2003, **6**(9), 24-33. ISSN 1369-7021. doi:10.1016/S1369-7021(03)00922-2
- [11] CARRIVEAU, Rupp a David S. -K TING. *Methane and Hydrogen for Energy Storage*. 101. Stevenage: The Institution of Engineering and Technology, 2016, .
- [12] LEFEBVRE, Jonathan, Manuel GÖTZ, Siegfried BAJOHR, Rainer REIMERT a Thomas KOLB. Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation. *Fuel processing technology* [online]. AMSTERDAM: Elsevier B.V, 2015, **132**, 83-90 [cit. 2022-05-10]. ISSN 0378-3820. doi:10.1016/j.fuproc.2014.10.040
- [13] LECKER, Bernhard, Lukas ILLI, Andreas LEMMER a Hans OECHSNER. Biological hydrogen methanation – A review. *Bioresour Technol.* OXFORD: Elsevier Ltd, 2017, **245**(), 1220-1228. ISSN 0960-8524. doi:10.1016/j.biortech.2017.08.176
- [14] BERNACCHI, Sébastien, Michaela WEISSGRAM, Walter WUKOVITS a Christoph HERWIG. Process efficiency simulation for key process parameters in biological methanogenesis. *AIMS bioengineering*. AIMS Press, 2014, **1**(1), 53-71. ISSN 2375-1495. doi:10.3934/bioeng.2014.1.53

- [15] DUFEK, Zdeněk, Petr BENEŠ, Jiří POSPÍŠIL, Jiří ŠKORPÍK, Václav ŽIVEC a Milan MARTINKA. *Využití LNG v dopravě a energetice a jeho bezpečnost* [online]. 1. Brno: TAČR Technologická agentura České republiky, 2019 [cit. 2022-05-17]. ISBN 978-80-7623-016-3. Dostupné z: <https://profesis.ckait.cz/r-3-1/>
- [16] AFEWORK, Bethel, Jordan HANANIA, Kailyn STENHOUSE a Jason DONEV. Compressed natural gas. *ENERGY EDUCATION* [online]. [cit. 2022-05-17]. Dostupné z: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Compressed_natural_gas?fbclid=IwAR2a4ktJNbH2m4c5peg5ixFaSGpcK-LLw4F26ouE9Sac3fxkPp6VUI4NGAw
- [17] MA, Jianli, Qi LI, Michael KÜHN a Natalie NAKATEN. Power-to-gas based subsurface energy storage: A review: A review. *Renewable & sustainable energy reviews*. OXFORD: Elsevier Ltd, 2018, **97**, 478-496. ISSN 1364-0321. doi:10.1016/j.rser.2018.08.056
- [18] SPEIGHT, James G. Reforming Processes. *Synthesis Gas: Production and Properties* [online]. 1. Newark: John Wiley & Sons, Incorporated, 2020, s. 239–260 [cit. 2022-05-07]. ISBN 1119707722. <https://doi.org/10.1002/9781119707875.ch8>
- [19] ČESKÝ, Antonín. *Závěrečná zpráva – Česká energetická agentura: Palivové články* [online]. 2003, (1 ze 4) [cit. 2022-04-21]. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/dokument/3111.pdf>
- [20] TOPSOE. SynCOR™ - Autothermal Reformer (ATR). In: *TOPSOE* [online]. [cit. 2022-05-10].
- [21] PORŠ, Zdeněk. *Palivové články* [online]. Řež: Ústav Jaderného Výzkumu Řež, a.s, Divize jaderné bezpečnosti a energetiky, 2002 [cit. 2022-04-21]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/file/vzdelavani/palivove-clanky.pdf>
- [22] *Sustainable chemical processes* [online]. Cham: Springer International Publishing, 2013, [cit. 2022-04-21]. ISSN 2043-7129.
- [23] MARIC, Radenka a Gholamreza MIRSHEKARI. *Solid Oxide Fuel Cells*. 1. Boca Raton: CRC Press, 2020. ISBN 9780367639792. doi:10.1201/9780429100000
- [24] BAILERA, Manuel, Pilar LISBONA, Luis M. ROMEO a Sergio ESPATOLERO. Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017, **69**, 292-312. ISSN 1364-0321. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.130>
- [25] *Technický týdeník* [online]. Business Media CZ s.r.o., 2013, [cit. 2022-04-27]. Dostupné z: https://www.technickytydenik.cz/rubriky/archiv/ekologicky-zamer-automobilky-z-ingolstadt-audi-projekt-e-gas_21575.html
- [26] New Audi e-gas offer as standard: 80 percent lower CO₂ emissions. In: *Audi MediaCenter* [online]. [cit. 2022-05-17]. Dostupné z: <https://www.audi-mediacyter.com/en/press-releases/new-audi-e-gas-offer-as-standard-80-percent-lower-co2-emissions-7353>
- [27] ELECTROCHAEA GMBH. *Technický list: BioCat Plant* [online]. [cit. 2022-04-28]. Dostupné z: http://www.electrochaea.com/wp-content/uploads/2019/10/Data-Sheet-BioCat-Plant_2019_UScElectrochaea-GmbH.pdf
- [28] Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion: Final Report Summary - HELMETH. *European Commission: CORDIS EU research results* [online]. 2018 [cit. 2022-04-28]. Dostupné z: <https://cordis.europa.eu/project/id/621210/reporting>

- [29] STORE&GO [online]. [cit. 2022-05-15]. Dostupné z: <https://www.storeandgo.info/>.
- [30] WULF, Christina, Jochen LINßEN a Petra ZAPP. Review of Power-to-Gas Projects in Europe. *Energy Procedia*. Elsevier Ltd, 2018, **155**, 367-378. ISSN 1876-6102. doi:10.1016/j.egypro.2018.11.041
- [31] PATEL, Sonal. WindGas Falkenhagen: Pioneering Green Gas Production. *POWER* [online]. 2020 [cit. 2022-04-28]. Dostupné z: <https://www.powermag.com/windgas-falkenhagen-pioneering-green-gas-production/>
- [32] SCHLAUTMANN, Ruth, Hans BÖHM, Andreas ZAUNER, Friedemann MÖRS, Robert TICHLER, Frank GRAF a Thomas KOLB. Renewable Power-to-Gas: A Technical and Economic Evaluation of Three Demo Sites Within the STORE&GO Project: A Technical and Economic Evaluation of Three Demo Sites Within the STORE&GO Project. *Chemie ingenieur technik*. Wiley Subscription Services, Inc, 2021, **93**(4), 568-579. ISSN 0009-286X. doi:10.1002/cite.202000187
- [33] *Power-to-Gas in Italy: INGRID and STORE&GO projects: A first-of-this-kind experience* [online]. Milán [cit. 2022-04-29]. Dostupné z: http://93.62.162.196:8080/opencms/export/sites/Anigas/Galleria_Documenti/RelazioniInterventi/28052018-Bertoncini-PtG-INGRID-StoreGo.pdf
- [34] STORE&GO. *The STORE&GO demonstration site at Troia, Italia* [online]. [cit. 2022-04-29]. Dostupné z: <https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/italy/>
- [35] STORE&GO. *The STORE&GO demonstration site at Solothurn, Switzerland* [online]. [cit. 2022-04-29]. Dostupné z: <https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/switzerland/>
- [36] NOVÁK, Jan. Výhřevnosti paliv. *TZB-info* [online]. [cit. 2022-05-16]. Dostupné z: <https://vytapani.tzb-info.cz/tabulky-a-vypocty/11-vyhrevnosti-paliv>
- [37] FV panel Q Cells 350Wp, 25 let. In: *Solar-Eshop: FOTOVOLTAIKA* [online]. [cit. 2022-05-13]. Dostupné z: <https://www.solar-eshop.cz/p/fv-panel-q-cells-350wp-25-let/ks/>
- [38] MATUŠKA, Tomáš. Zjednodušený bilanční výpočet ročních přínosů fotovoltaických instalací. *Vytápění, větrání, instalace* [online]. **2015**(5) [cit. 2022-05-10]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/13878-zjednoduseny-bilancni-vypocet-rocnich-prinosu-fotovoltaickych-instalaci>
- [39] TNI 73 0331. *Energetická náročnost budov–Typické hodnoty pro výpočet*. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2013.
- [40] CIHELKA, Jaromír. *Solární tepelná technika*. 1. vyd. Praha: T. Malina, 1994.
- [41] ŠKORPÍK, Jiří. Sluneční záření jako zdroj energie. *Transformační technologie* [online]. 2006-09 [cit. 2022-05-14]. ISSN 1804-8293. Dostupné z: <https://www.transformacni-technologie.cz/02.html>
- [42] Junkers KBR 30 Suprapur Kotel kondenzační. In: *Topení Levně: Kotle* [online]. [cit. 2022-05-13]. Dostupné z: <https://www.topenilevne.cz/junkers-kbr-30-suprapur-p51146/#gallery>

Seznam použitých zkratek a symbolů

Symbol	Význam	Jednotka
E	Energie	[kWh]
Q_i^r	Výhřevnost paliva	[MJ/kg]
m	Hmotnost	[kg]
k	Součinitel pro výpočet účinnosti FV modulu	[-]
$\Delta\eta_G$	Relativní snížení Účinnosti	[%]
G	Sluneční ozáření pro stanovení poklesu účinnosti	[W/m ²]
G_{ref}	Referenční ozáření	[W/m ²]
η_{FV}	Účinnost FV modulů	[%]
γ	Teplotní součinitel výkonu pro daný modul	[%/K]
G_m	Střední sluneční ozáření	[W/m ²]
η_{ref}	Referenční účinnost modulu při normových zkušebních podmínkách	[%]
NOCT	Jmenovitá provozní teplota článku	[°C]
$t_{e,s}$	Střední denní teplota venkovního vzduchu v době slunečního svitu	[°C]
$Q_{S den}$	Dopadající energie za 1 den	[kWh/m ²]
τ	Poměrná doba slunečního svitu	[-]
$Q_{S den teor}$	Úhrnná energie slunečního záření dopadající na daný povrch při daném znečištění atmosféry bez oblačnosti za celý den	[kWh/m ²]
$Q_{D den}$	Úhrn energie dopadajícího difúzního záření na 1 m ²	[kWh/m ²]
$Q_{S měsíc}$	Dopadající energie v daném měsíci na 1 m ²	[kWh/m ²]
$E_{FV,sys}$	Celková dodaná energie FV panely	[kWh]
A_{FV}	Činná plocha instalovaných FV modulů	[m ²]
p	Srážka vlivem elektrických ztrát	[%]
$E_{přebytky}$	Celkové přebytky elektřiny z FV panelů	[kWh]
$E_{elektrolýza}$	Energie uložená ve vodíku po procesu elektrolýzy	[kWh]
$E_{metanizace}$	Energie uložená v metanu po procesu metanizace	[kWh]
$E_{teplo,výsl}$	Výsledné teplo dodané PtG systémem	[kWh]
OZE	Obnovitelné zdroje energie	
PtG	Power to Gas	
AEC	Alkaline electrolyser	
PEM/PEMEC	Polymer exchange membrane/Polymer exchange membrane electrolyser	
KOH	Hydroxid draselný	
NaOH	Hydroxis sodný	
MEA	Sestava elektrod a membrány (membrane and electrode assembly)	
SOEC	Solid oxide electrolyser	
CCS	Carbon capture and storage	
LNG	Liquefied natural gas	

CNG	Compressed natural gas
AFC	Alkaline fuel cell
PEMFC	Polymer exchange membrane fuel cell
SOFC	Solid oxide fuel cell
YSZ	Zirkonia stabilizovaná ytriem
SNG	Synthetic natural gas
DAC	Direct air capturing
FV	Fotovoltaické