



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Power to Gas

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Petr Průcha

Jakub Zimčik

Praha 2017

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Zimčík Jakub

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Power to Gas

Pokyny pro vypracování:

- zjištění ročního množství využitelné elektřiny
- možnosti dodávky vodíku do plynárenské soustavy
- stanovení příjmů, investičních a provozních výdajů variant
- výpočet ekonomické efektivity variant

Seznam odborné literatury:

Pivrnec, J.: Finanční management, Grada, Praha, 1995

Vítek, M.: Ekonomika dopravních energetických systémů, Skriptum FEL ČVUT, Praha, 2008

Vedoucí diplomové práce: Ing. Petr Průcha – RWE Energie s.r.o.

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016



Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje“.

V Praze 9. ledna 2017

Jakub Zimčík



Abstrakt

Diplomová práce pojednává o systému Power to Gas (P2G), který umožňuje přeměnit energii z elektřiny v době jejího přebytku do plynného média (vodíku, metanu), které je lépe skladovatelné. V práci je zjištěný potenciál využití P2G pro Českou republiku a legislativní podmínky vtláčení vodíku do plynárenské soustavy. Práce obsahuje ekonomické zhodnocení systémů Power to Hydrogen a Power to Methan včetně citlivostních analýz jednotlivých složek výnosů a nákladů.

Klíčová slova

Power to Gas, elektrolýza, metanizace, balancování systémové odchylky, ukládání energie, zachytávání CO₂, vodík, metan.

Abstract

This diploma thesis deals with Power to Gas (P2G) system, which allows to convert surplus of electricity in the electricity network to the gaseous medium (hydrogen, methane) which is easier to store. The thesis identifies potential use of P2G in the Czech Republic from the perspective of legislative as well as economic conditions for the injection of hydrogen or methane into the gas system. The thesis includes economic evaluation of Power to Hydrogen and Power to Methane systems, including sensitivity analyzes of various income and expense data.

Keywords

Power to Gas, electolysis, methanation, balancing, energy storage, CO₂ scrubbing, Hydrogen, Methan.



Poděkování

Chtěl bych poděkovat spolupracovníkům ze společnosti innogy, kteří se podělili o své zkušenosti a znalosti nejen z energetického trhu. Převážně bych chtěl poděkovat svému vedoucímu práce Petrovi Průchovi a své bývalé nadřízené Markétě Mravcové za trpělivost a podnětné připomínky při psaní této diplomové práce. Zároveň chci poděkovat své rodině za každodenní podporu a trpělivost s délkou mých studií.



Obsah

I.	Seznam tabulek	7
II.	Seznam obrázků	8
1	Úvod.....	10
2	Přebytek elektřiny v elektrizační soustavě ČR.....	12
2.1	Výše systémové odchylky v ČR	14
2.2	Potenciál denního a vnitrodenního trhu v ČR	16
2.3	Nabídnutí Power to Gas jako podpůrné služby	17
3	Využití elektřiny k výrobě plynu	18
3.1	Elektrolýza	21
3.1.1	Vodík.....	24
3.2	Metanizace	26
3.2.1	Zachytávání CO ₂	27
3.3	Praktické aplikace	30
4	Možnosti dodávky vodíku a metanu do plynárenské soustavy	33
5	Potenciál instalace systému Power to Gas u Teplárny Náchod.....	35
6	Systém vtláčení vodíku do plynové soustavy	36
6.1	Výnosová strana technologie Power to Hydrogen	37
6.2	Nákladová strana technologie Power to Hydrogen	39
6.2.1	Investiční náklady	39
6.2.2	Provozní náklady.....	39
7	Systém vtláčení metanu do plynové soustavy.....	45
7.1	Výnosová strana technologie Power to Methane	46
7.2	Nákladová strana technologie Power to Methane	48
7.2.1	Investiční náklady	48
7.2.2	Provozní náklady.....	48



8	Výpočet ekonomické efektivity variant systémů.....	50
8.1	Ekonomická efektivnost systému Power to Hydrogen	52
8.2	Ekonomická efektivnost systému Power to Methane	60
8.3	Základní podmínky pro zajištění rentability systému P2G	68
9	Závěr	69
10	Reference	72
11	Příloha I.....	75
12	Příloha II	76



I. Seznam tabulek

Tab. 1 Počet hodin kladné systémové odchylky v ČR (1)(vlastní).....	14
Tab. 2 Počet hodin při záporné ceně elektřiny na denním a vnitrodenním trhu v ČR a průměrná záporná cena při 27 CZK/EUR (1)(vlastní)	16
Tab. 3 Srovnání komerčně používaných technologií elektrolýzy (10)	22
Tab. 4 Předpokládaná účinnost elektrolyzéro (10).....	22
Tab. 5 Předpokládaná cena elektrolyzéro (10) * bez připojení k síti, externí komprese, externí čištění vodíku a skladování vodíku	22
Tab. 6 Vlastnosti vodíku (11).....	24
Tab. 7 Výhřevnost paliv a jejich koncentrace energie (11).....	25
Tab. 8 Emise CO ₂ dle typu paliva (18)	28
Tab. 9 Povolený molární obsah sloučenin v zemním plynu (14).....	33
Tab. 10 Počítané varianty ceny investičních nákladů elektrolýzy (10) (vlastní)	39
Tab. 11 Ekonomické předpoklady pro výpočty P2H v Tab. 13 (vlastní).....	52
Tab. 12 Tok sloučenin a finanční tok u elektrolýzy	52
Tab. 13 Čistá současná hodnota systému P2H při předpokladech z Tab. 11 a Tab. 12 různých bodů spuštění (vlastní)	53
Tab. 14 Optimální body spuštění systému P2H (vlastní).....	54
Tab. 15 Ekonomické předpoklady pro výpočty P2M v Tab. 17 (vlastní)	60
Tab. 16 Tok sloučenin a finanční tok u zachytávání CO ₂ , elektrolýzy a metanizace (vlastní) ...	61
Tab. 17 Čistá současná hodnota systému P2M při předpokladech z Tab. 15 a Tab. 16 různých bodů spuštění (vlastní)	61
Tab. 18 Optimální body spuštění systému P2M (vlastní)	62



II. Seznam obrázků

Obr. 1 Systémová odchylka v ČR v letech 2012-2016 (1).....	10
Obr. 2 Struktura trhu s elektřinou v ČR (6)	13
Obr. 3 Hlavní vstupy a výstupy systému Power to Hydrogen (vlastní).....	18
Obr. 4 Hlavní vstupy a výstupy systému Power to Methane (vlastní).....	18
Obr. 5 Energetická účinnost uskladnění elektřiny do vodíku (8).....	19
Obr. 6 Energetická účinnost uskladnění elektřiny do metanu (8).....	19
Obr. 7 Elektrolýza vody (11)	21
Obr. 8 Alkalická elektrolýza o výkonu 2 MW (vlevo) a PEM elektrolýza o výkonu 150 kW (13) (9).....	23
Obr. 9 Orientační členění finančních nákladů pro alkalický a PEM systém elektrolýzy (10)	23
Obr. 10 Limit hořlavosti vodíku ve vzduchu (11).....	24
Obr. 11 Konverze CO ₂ při různých pracovních tlacích a teplotách (2).....	26
Obr. 12 Možnosti zachytávání CO ₂ (16)	27
Obr. 13 Princip zachytávání CO ₂ (17)	28
Obr. 14 Systém zachytávání CO ₂ v Niederaussemu (17).....	29
Obr. 15 PEM elektrolýtická jednotka o výkonu 150 kW a výrobě vodíku až 3 kg/h v německém Ibbenbürenu (9).....	30
Obr. 16 Energetická bilance systému P2G RWE v Ibbenbürenu.....	31
Obr. 17 Audi E-GAS PLANT o výkonu 6 MW v německém Werltlu (13).....	31
Obr. 18 Flexibilní využití alkalické elektrolýzy (13).....	32
Obr. 19 Teplárna Náchod ve správě innogy Energa – potenciální lokalita Power to Gas (19)...	35
Obr. 20 Hmotnostní bilance sloučenin Power to Hydrogen (22).....	36
Obr. 21 Velkoobchodní cena zemního plynu v EUR/MWh od konce roku 2013 do konce roku 2016 (23).....	37
Obr. 22 Hmotnostní bilance sloučenin Power to Methane (22).....	45
Obr. 23 Cena emisních povolenek v EUR za tunu CO ₂ od konce roku 2013 do konce roku 2016 (27).....	46
Obr. 24 Citlivostní analýza na celkovou cenu systému P2H – typ elektrolýzy, roku nákupu a výše rezervy (vlastní)	55
Obr. 25 Citlivostní analýza výše investiční dotace na různou cenu a technologii systému P2H (vlastní)	56
Obr. 26 Citlivostní analýza diskontní sazby na různou cenu a technologii systému P2H (vlastní)	56
Obr. 27 Citlivostní analýza na procentuální výši fixních provozních nákladů z investičních P2H (vlastní)	57

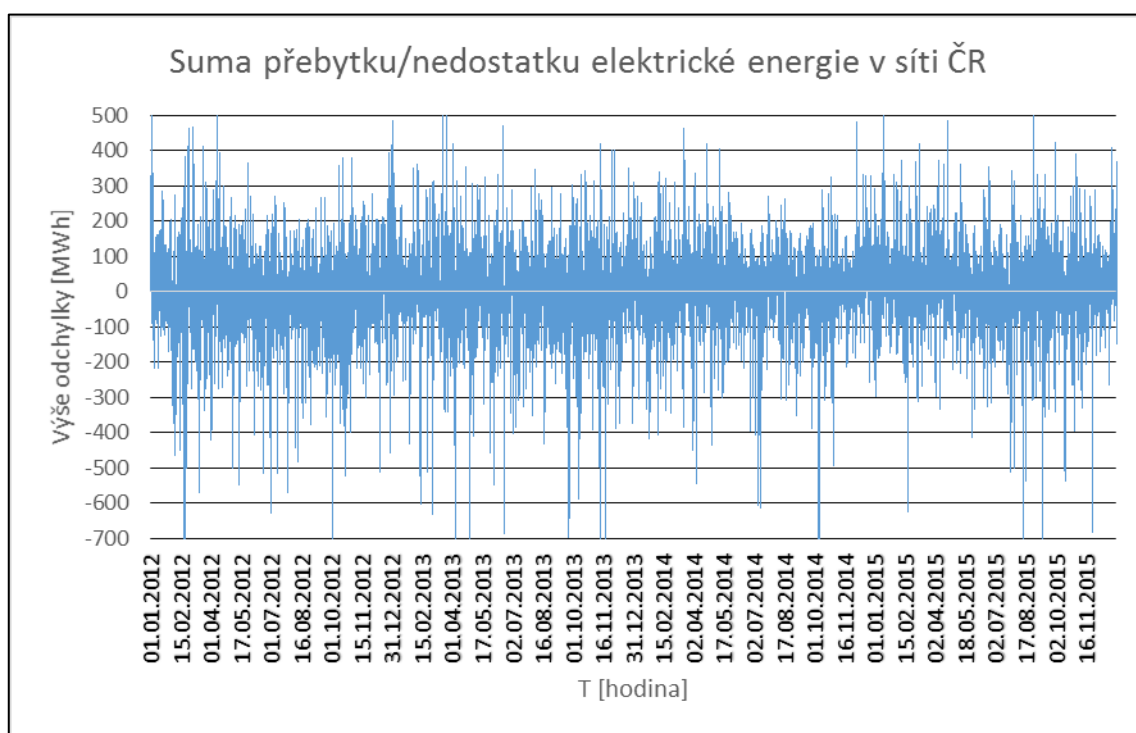


Obr. 28 Citlivostní analýza na cenu zemního plynu P2H (vlastní).....	57
Obr. 29 Citlivostní analýza na cenu kyslíku využitelného z elektrolýzy P2H (vlastní).....	58
Obr. 30 Citlivostní analýza na cenu vody P2H (vlastní).....	59
Obr. 31 Citlivostní analýza na celkovou cenu systému P2M – typ elektrolýzy, rok nákupu a výše rezervy (vlastní)	63
Obr. 32 Citlivostní analýza výše investiční dotace na různou cenu a technologii systému P2M	64
Obr. 33 Citlivostní analýza diskontní sazby na různou cenu a technologii systému P2M.....	64
Obr. 34 Citlivostní analýza na procentuální výši fixních provozních nákladů z investičních P2M (vlastní)	65
Obr. 35 Citlivostní analýza na cenu zemního plynu P2M (vlastní)	65
Obr. 36 Citlivostní analýza na cenu kyslíku využitelného z elektrolýzy P2M (vlastní)	66
Obr. 37 Citlivostní analýza na cenu vody P2M (vlastní)	66
Obr. 38 Citlivostní analýza na cenu emisních povolenek pro P2M (vlastní).....	67



1 Úvod

Ve vazbě na environmentální rizika spojená s konvenční energetikou přistoupila řada států Evropy i celého světa v minulé dekádě ke zvýšené podpoře obnovitelné a decentralizované energetiky. Masivní produkce z obnovitelných zdrojů – zejména na bázi slunečního svitu a větru – s sebou nese podstatnou a přirozenou nevýhodu těchto zdrojů: silnou korelaci okamžité produkce s aktuálním počasím v lokalitě výroby. Oba zmíněné typy výrobních zdrojů mají v důsledku této charakteristiky nízkou dobu využití maxima: fotovoltaické elektrárny kolem 1 000 h/rok, větrné kolem 2 000 h/rok. Tyto hodnoty se samozřejmě liší na základě lokality. Z důvodu takto nízkého celkového ročního využití maximálního výkonu je ve srovnání s použitím flexibilnějších zdrojů energie (zemní plyn, uhlí, jádro, apod.), které mají roční využití maximálního výkonu mezi 6000 – 8000 h/rok, k produkci dostatečného množství disponibilního ke spotřebě v požadovaném profilu potřeba relativně vyššího instalovaného výkonu. Velké výkyvy ve výkonech obnovitelných zdrojů způsobují energetické soustavě problémy. Nejvíce v době, kdy začnou tyto obnovitelné zdroje, z důvodu příznivého počasí, vyrábět na maximální výkon. V případech, kdy tento maximální výkon nekoreluje se špičkami ve spotřebě, nastává přirozeně přebytek v síti. Sumu přebytku či nedostatku elektřiny v elektrizační soustavě České republiky (ČR) pro každou hodinu je vidět na Obr. 1.



Obr. 1 Systémová odchylka v ČR v letech 2012-2016 (1)

Jak znázorňuje Obr. 1, četnost přebytku a nedostatku elektřiny je poměrně vyrovnaná. Odchylka se běžně pohybuje kolem +/- 100 MWh, ve výjimečných případech je několikanásobně větší. Pokud v elektrizační soustavě nastane nedostatek výkonu, spouští provozovatel elektrizační



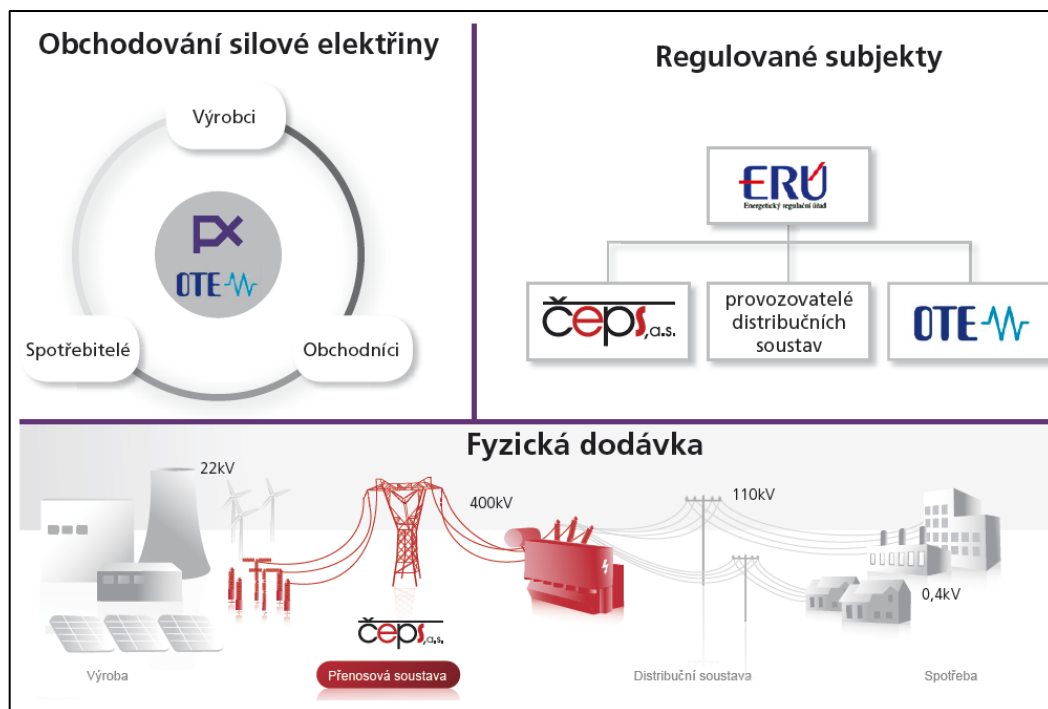
soustavy záložní výrobní zdroje s krátkou dobou náběhu či zvyšuje výkon běžících elektráren. V případě přebytku výkonu snižuje výkon běžících elektráren, případně zvyšuje spotřebu v elektrizační soustavě například formou čerpání vody u přečerpávací vodní elektrárny. V této diplomové práci se zabývám specifickým zvyšováním spotřeby využitím technologie Power to Gas (P2G). Další pro vyrovnanost elektrizační soustavy důležitým faktorem je centralizace výrobních zdrojů mimo lokalitu spotřeby a kapacita elektrizační infrastruktury, která by je propojila. Situace je v tomto ohledu nejvíce vyhrocena mezi severem Německa a Rakouskem. U severního Německa jsou instalovány velké větrné parky na moři o výkonech několika gigawatt, přitom kapacita přenosového vedení do místa spotřeby v Rakousku je daleko nižší. Z tohoto důvodu vznikají v nepříznivých momentech přetoky i do jiných států jako je Polsko či Česká republika. Aby k přetokům nedocházelo, bylo by potřeba v Německu do roku 2020 postavit 3 600 kilometrů nového vysokonapěťového vedení. Zatím se za poslední dva roky postavilo jen něco málo přes 200 kilometrů. Výstavba nového přenosového vedení naráží na soukromé pozemky, které občané nejsou ochotni dát k dispozici pro rozšíření elektrizační soustavy. Pro přenos energie napříč státy se však nabízí jiné řešení: využití již existující plynové soustavy. Systémy Power to Gas toto řešení nabízejí: v místě výroby elektřiny přeměňují přebytek elektřiny pomocí elektrolýzy vody na vodík (štěpení chemické vazby mezi kyslíkem a vodíkem). Pokud vodík není využit přímo v průmyslu, dopravě, atd., je možné ho dále směšovat se zemním plynem (ZP) a dodávat do distribuční soustavy zemního plynu. Tento postup, který elegantně propojuje elektrizační a plynovou soustavu má však legislativní omezení, které zmíním později v kapitole 4 této diplomové práce. Další možností je slučovat vodík s různými oxidy uhlíku a dát tak vzniknout metanu, který je hlavní složkou zemního plynu. Vtláčení metanu do soustavy distribuce zemního plynu vyhovuje legislativě a navíc dochází i k eliminaci skleníkových plynů z atmosféry. Dosavadním důvodem nízké implementace systému Power to Gas do energetické soustavy je velmi vysoká pořizovací cena systému. Abychom dokázali posoudit využitelnost P2G v ČR, musíme posoudit přebytky elektřiny v elektrizační soustavě ČR, jelikož systém P2G využívá převážně přebytečné elektřiny. (1) (2) (3) (4)



2 Přebytek elektřiny v elektrizační soustavě ČR

Pro detailnější debatu o přebytcích elektřiny je účelné si nejprve popsat jednotlivé účastníky trhu s elektřinou. Jejich role vycházejí z „energetického zákona“ 458/2000 Sb, *Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů*, kde jsou vypsána i jejich práva a povinnosti. Účastníky trhu s elektřinou jsou:

- **výrobci elektřiny** – kdokoliv se může stát výrobcem, pokud splní podmínky připojení a získá licenci od dohledového orgánu – nezávislého Energetického regulačního úřadu (ERÚ)
- **provozovatel přenosové soustavy** – zajišťuje provoz a řízení přenosové soustavy. Zároveň zajišťuje rovnováhu mezi výrobou a spotřebou v reálném čase. Jedná se o regulovaný subjekt, akciovou společnost ČEPS, a.s. (ČEPS) vlastněnou státem
- **provozovatel distribuční soustavy** – stará se o kvalitu elektřiny ve své lokalitě. Zajišťuje převážně provoz a řízení distribuční soustavy, dále má na starosti měření, připojení a odpojení jednotlivých odběrných a výrobních míst. V jednotlivých lokalitách se jedná o monopolní podnikání kontrolované a regulované ERÚ. Distributor zároveň ovládá hromadné dálkové ovládání (HDO). Distributoři, kteří vlastní většinu elektrizačních sítí jsou: ČEZ Distribuce, a. s., E.ON Distribuce, a.s. a PREDistribuce, a.s.
- **operátor trhu** – sbírá data a finance od většiny účastníků. Následně přerozděluje tyto finance relevantním účastníkům. Organizuje také krátkodobý trh s elektřinou. Jedná se o regulovaný subjekt, akciovou společnost vlastněnou státem OTE, a.s. (OTE).
- **obchodníci s elektřinou** – jsou mezičlánkem mezi trhem a koncovým zákazníkem, aby zákazník nemusel splňovat složité legislativní náležitosti. Většinu povinností zákazník převede na obchodníka, který je za něj vyřídí za úplatu. Obchodník nakupuje elektřinu převážně od výrobců a na velkoobchodním trhu, aby si pokryl budoucí spotřebu elektřiny od zákazníků. Rozdíly nakoupené a spotřebované elektřiny jsou pak vyhodnoceny OTE a zpoplatněny dle ceny odchylek a protiodchylek.
- **zákazníci** – koncoví zákazníci, kteří elektřinu převážně spotřebovávají. Jsou to podniky, státní správa, domácnosti, atd. Většinou převádějí své povinnosti, zúčtování odchylek a platby za regulované činnosti, na obchodníka. (5)



Obr. 2 Struktura trhu s elektřinou v ČR (6)

Elektrizační soustavu je potřeba neustále regulovat, aby nedocházelo ke snížení kvality elektřiny či dokonce k výpadku sítě. V každém okamžiku musí mít vyrovnanou výrobu i spotřebu elektrické energie. Každý stát si reguluje svou elektrizační soustavu sám, ale tím, že jsou soustavy často propojeny, si navzájem vypomáhají. V ČR je za regulování elektrizační soustavy zodpovědná akciová společnost ČEPS, která se stará o provoz a řízení přenosové soustavy. Právě společnost ČEPS zajišťuje rovnováhu mezi výrobou a spotřebou v reálném čase, jinak řečeno zajišťuje systémové služby. Aby systémové služby mohla řádně zajistit, má nasmlouvané převážně různé výrobní elektřiny, které může dálkově ovládat. Na konci každé hodiny vyhodnotí, kolik využila kladné či záporné regulační energie. Kladnou regulační energii zajistí zvýšením výroby či snížením spotřeby. Zápornou regulační energii zajistí snížením výroby či zvýšením spotřeby. Tuto informaci předá ČEPS operátorovi trhu OTE, který stanoví výši zúčtovací systémové odchylky v MWh. OTE zároveň stanoví i zúčtovací cenu odchylky a protiodchylky v Kč za MWh. Systém zúčtování odchylek tedy motivuje účastníky k chování, které podpoří stabilitu a vyrovnanost elektrizační soustavy. Důležitým společným bodem pro všechny účastníky je, že primárně nesou odpovědnost, pokud ji nepřenesli, za výše spočtenou systémovou odchylku a jsou subjekty zúčtování odchylek. Zároveň mohou přenášet na základě smlouvy odpovědnost za odchylku na jiný subjekt zúčtování odchylek. Toho právě povětšinou využívá koncový zákazník, kdy převádí odchylku na obchodníka. V konečném důsledku to jsou převážně jen obchodníci, kteří si musí balancovat vlastní portfolio výroby a spotřeby, aby nebyli penalizováni za zhoršování situace elektrizační soustavy. Základem je, že různé změny v dodávce nebo odběru ze systému podle situace jsou v zájmu jak provozovatele, tak obchodníků. (5)



2.1 Výše systémové odchylky v ČR

Systémová odchylka se v České republice vyhodnocuje za každou hodinu. Je to rozdílný časový interval oproti většině západních systémů, kde se vyhodnocuje každých 15 minut. Pro přesnější vyhodnocení odchylek a sjednocení systémů napříč Evropou se očekává hodnocení systémové odchylky v patnáctiminutových intervalech také v ČR. Momentálně je tedy celkový počet zúčtovacích hodin systémové odchylky za rok v ČR 8 760, kromě přestupného roku, kdy je to 8 784 hodin. Nastávají pouze dvě varianty v dané zúčtovací hodině, nastane v sumě přebytek nebo nedostatek elektřiny. Mne jako účastníka trhu bude zajímat pouze počet hodin, kdy bude v soustavě přebytek elektřiny, jelikož tehdy dává smysl využít systém P2G. V té chvíli budu zlepšovat situaci elektrizační soustavy, systémem budu odměněn, a tím si snížím náklady na elektřinu.

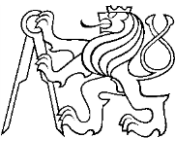
Odhad výše systémové odchylky pro běžící hodinu lze zjistit převážně s pomocí těchto dat:

- 1) Z historických dat operátora trhu OTE. Ten vydává pro každou hodinu zpětně výši rozdílu využití regulační energie, která byla vynaložena pro vyrovnání výroby se spotřebou, tedy výslednou systémovou odchylku dané hodiny. Tyto hodnoty jsou konečné a podle nich se vyúčtovávají ceny odchylek a protiodchylek. Předběžná data jsou k dispozici již v den dodávky, postupně se však upřeshňují dle informací z různých typů měření. Reálná data, která se již příliš zpřeshňovat nebudou, jsou k dispozici až po konci každého měsíce. (1)
- 2) Z historických dat provozovatele přenosové soustavy ČEPS. Na jeho stránkách je možnost stažení orientačních hodnot aktuálního využití regulační energie, které ČEPS aktualizuje každých 5 minut. Tyto hodnoty nejsou zcela přesné, od skutečně účtované systémové odchylky se většinou liší v jednotkách MWh či nižších desítkách MWh, ale díky aktuálnosti a časté aktualizaci se lze lépe rozhodovat při případné spekulaci na odchylku dané hodiny. (7)

Již skutečné hodnoty, dle kterých se vyúčtovávala kladná systémová odchylka, jsou uvedeny pro každý rok v Tab. 1. Dále je uvedena i procentuální hodnota počtu hodin kladné systémové odchylky z celkového počtu zúčtovacích hodin.

Rok	Hodin	%
2012	4 679	53
2013	4 960	57
2014	5 300	61
2015	5 408	62

Tab. 1 Počet hodin kladné systémové odchylky v ČR (1)(vlastní)



Tento počet hodin představuje historické teoretické maximum pro využití P2G. Abychom ho plně využili, museli bychom sto procentně odhadnout směr systémové odchylky. To se nám nejspíše nepodaří, můžeme však navrhnout nějaký algoritmus, na jehož základě budeme předpovídat odchylku v dané hodině. Jednoduchý algoritmus navrhnu při praktickém příkladu v kapitole 6.2.2.2, kde řeším cenu elektřiny pro systém P2G.



2.2 Potenciál denního a vnitrodenního trhu v ČR

Jelikož trh očekává přebytek v síti již před dodací hodinou, stává se, že i na denním nebo vnitrodenním trhu je cena elektřiny záporná. Na denním trhu se obchoduje elektřina den dopředu pro každou hodinu zvlášť. Na vnitrodenním trhu se obchoduje pár hodin před reálnou dodávkou. Toho můžeme využít a v době, kdy je opět elektřina na daných trzích levnější než si určíme, nakoupíme ji a vyhneme se tak spekulaci na odchylku. Musíme si však správně zvolit výši hraniční ceny, za kterou jsme ochotni na denním nebo vnitrodenním trhu nakoupit. Jelikož se dá očekávat, že pokud bude záporná cena na daných trzích, tak bude i přebytek v síti, a tudíž bychom měli zápornou cenu i na odchylce. Počet hodin v jednotlivých letech, kdy byla záporná cena elektřiny na denním a vnitrodenním trhu lze vidět v Tab. 2, stejně jako průměrná záporná cena.

Rok	Denní trh		Vnitrodenní trh	
	Počet hodin	Průměrná cena CZK/MWh	Počet hodin	Průměrná cena CZK/MWh
2012	41	-1 279	43	-768
2013	50	-226	77	-225
2014	42	-153	48	-227
2015	72	-111	86	-201

Tab. 2 Počet hodin při záporné ceně elektřiny na denním a vnitrodenním trhu v ČR a průměrná záporná cena při 27 CZK/EUR (1)(vlastní)

V Tab. 2 je velký rozdíl mezi rokem 2012 a následujícími roky. Je to dáno tím, že z roku 2011 na rok 2012 se změnil systém oceňování výše systémové odchylky. Trhu trvalo necelý rok, než se srovnal. Rád bych upozornil, že počet hodin se zápornou cenou, například v roce 2015, je jen 1,33 % na denním a 1,59 % na vnitrodenním trhu oproti spekulaci na odchylku. Tehdy by drahý systém P2G v řádu milionů ležel po většinu času ladem, proto je lepší zacílit na systémovou odchylku. Cílení nákupu elektřiny na dlouhodobý trh, kde se nakupuje elektřina několik dní až 4 roky dopředu před dodávkou, nemá význam. Ceny elektřiny se pohybují po většinu času nad 500 Kč/MWh. Uskladnění energie, jenž je primární cíl systému P2G, má využití jen v době, kdy je elektřina extrémně levná. Po většinu času se tedy vyplatí cílit pouze na systémovou odchylku a nenakupovat elektřinu na dostupných trzích s elektřinou předem. Další možnost je nabídnout systém P2G jako podpůrnou službu společnosti ČEPS pro zápornou minutovou zálohu.



2.3 Nabídnutí Power to Gas jako podpůrné služby

Jak již bylo výše zmíněno, je možné nabídnout systém P2G jako podpůrnou službu. Využití v režimu podpůrné služby vidím velký potenciál do budoucna i přes dnešní zjevná ekonomická omezení, která vysvětlím v závěru kapitoly. Zároveň je potřeba splnit veškeré technické požadavky společnosti ČEPS. Mezi jednotlivé kategorie podpůrných služeb patří:

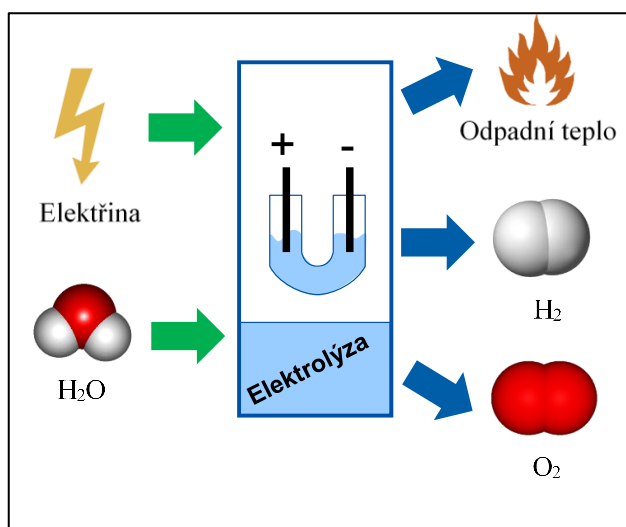
- primární regulace frekvence bloku
- sekundární regulace výkonu bloku
- minutová záloha pětiminutová
- minutová záloha patnáctiminutová kladná
- minutová záloha patnáctiminutová záporná
- snížení výkonu

Z podpůrných služeb by bylo možné využít pouze patnáctiminutovou zápornou zálohu, z důvodu rychlosti náběhu systému P2G. Tímto způsobem bychom získali stálý poplatek za připravenost (aktuálně se stálý poplatek pohybuje kolem 200 Kč/MW/h) a následně i cenu za MWh při spuštění. ČEPS však spouští patnáctiminutovou zápornou zálohu momentálně jen málokdy. Za celý rok 2015 spustila danou zálohu pouze devadesátkrát, proto by se tato varianta nevyplatila a drahé zařízení by po většinu času zůstalo nevyužito. Navíc by se ani nezachytávalo CO₂ ze zdroje, jelikož by pro něj nebylo využití. Tuto variantu tedy není vhodné v aktuální situaci využívat. Ovšem při zvýšení variabilních nákladů a snížení výnosů za teplo, plyn či povolenky CO₂, mohou být podpůrné služby vhodnou alternativou, jak systém, alespoň po nějaké období, částečně zakonzervovat. (7)

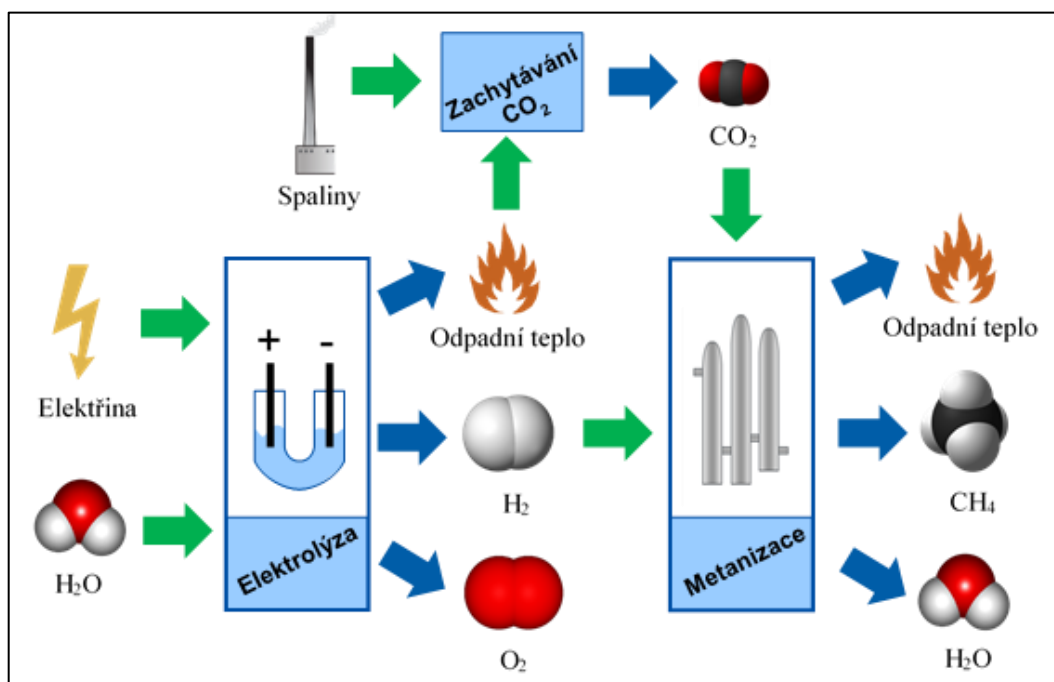


3 Využití elektřiny k výrobě plynu

System Power to Gas (P2G) umožňuje uchování přebytečné energie, a to prostřednictvím výroby vodíku (Power to Hydrogen), nebo metanu (Power to Methane). Tyto plyny je následně možné vtlačet do distribuční soustavy zemního plynu, případně do zásobníků zemního plynu, a tedy skladovat energii, kterou není možné v dané chvíli využít. Technologie P2G je tedy – jak anglický termín používaný pro její popis napovídá – založena na přeměně energie v elektřině na energii v plynu. Základním procesem je elektrolýza, kterou je rozdělována voda (H_2O) na vodík (H_2) a kyslík (O_2). Vniklý vodík můžeme považovat za konečný produkt, nebo ho následně využijeme v metanizační jednotce pro výrobu metanu (CH_4). Hlavní vstupy a výstupy jednotlivých systémů jsou vyobrazeny na Obr. 3 a Obr. 6.



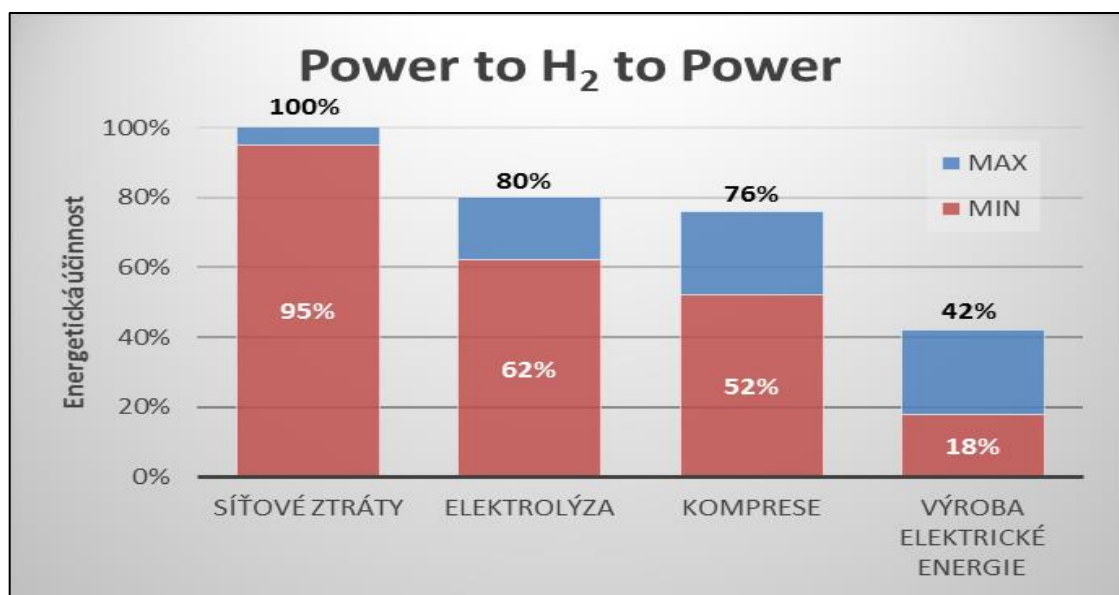
Obr. 3 Hlavní vstupy a výstupy systému Power to Hydrogen (vlastní)



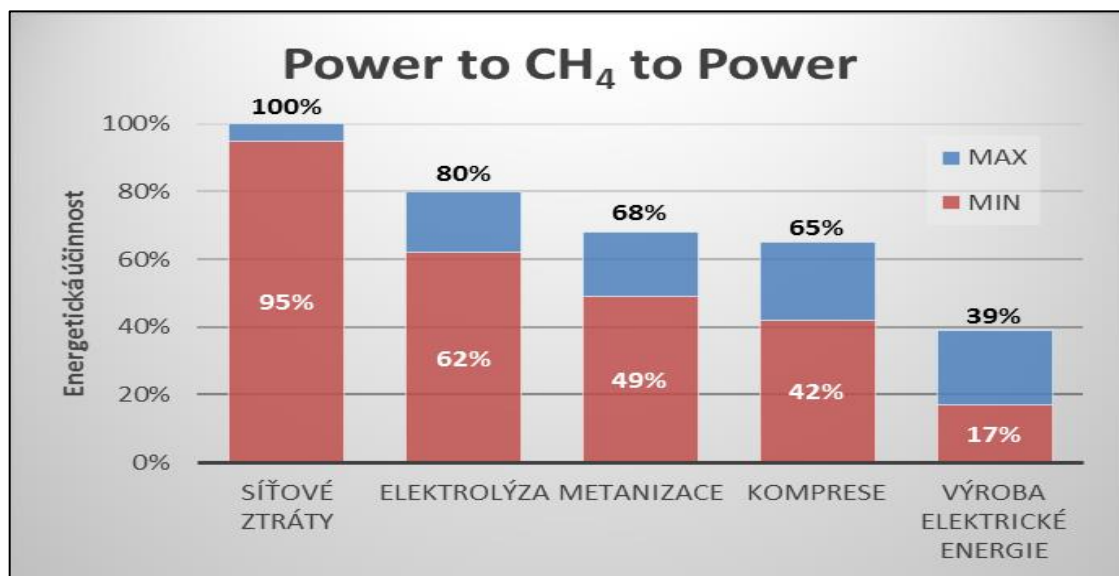
Obr. 4 Hlavní vstupy a výstupy systému Power to Methane (vlastní)



Rozdílnou energetickou účinností pro výrobu metanu či jen vodíku je možné porovnat na Obr. 5 a Obr. 6, včetně případné přeměny plynu opět na elektřinu. Na grafy se lze dívat smyslem, že na počátku máme 100 kWh energie. Následně můžou nastat ztráty ve výši 0-5 kWh v síti v závislosti vzdálenosti elektrolyzační jednotky od výrobního zdroje. Elektrolyzou ztratíme dalších 20-23 kWh energie a energie uchovaná ve vodíku je tedy 62-80 kWh energie. Zbylá energie do 100 kWh je ve ztrátách, odpadním teple, atd. Takto lze pokračovat celým řetězcem.



Obr. 5 Energetická účinnost uskladnění elektřiny do vodíku (8)



Obr. 6 Energetická účinnost uskladnění elektřiny do metanu (8)

Z grafů vyplývá, že největší ztráta je při opětovné transformaci na elektřinu. To je i výhoda skladování vyrobené energie pomocí P2G. Má mnohem širší uplatnění ve srovnání s jinými technologiemi na skladování energie, jako jsou například přečerpávací vodní elektrárny

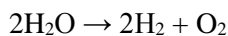


či bateriové systémy. Vzhledem k tomu, že výstupním produktem je plyn, je možné využít již existující plynárenské soustavy a plynové spotřebiče. Tuto energii lze přepravovat plynárenskou soustavou, která má větší dopravní kapacitu než elektrizační soustava, která bývá často přetížená. Získaný plyn lze využít jako komoditu pro domácnosti, palivo pro motorová vozidla nebo surovinu v chemickém průmyslu. Pokud dodáváme jen plyn, celková účinnost se pohybuje kolem 42-76 %. Rovněž lze využít plyn jako primární palivo pro paroplynové elektrárny či kogenerační jednotky, čímž je pak zdvojen pozitivní efekt na vykrývání špiček ve spotřebě elektrické energie. Zde je pak celková účinnost přeměny znovu na elektřinu mnohem nižší, a to 17-42 %. Pojdme si tedy představit, jak systém P2G funguje ve větším detailu. (8)

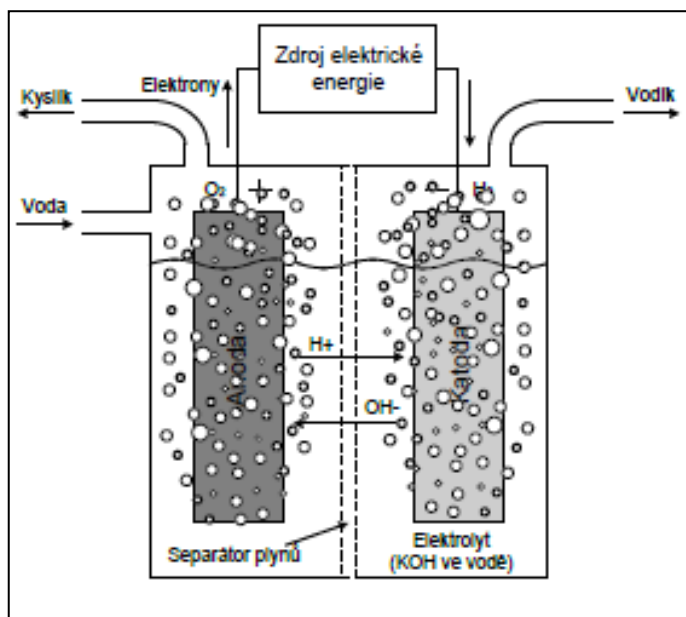


3.1 Elektrolýza

Základem přeměny elektřiny na plyn je elektrolýza. Při elektrolýze získáváme z vody za pomoci elektrické energie vodík na katodě a kyslík na anodě:



Spotřeba energie elektrolýzou je většinou větší, než při výrobě vodíku z uhlovodíků, proto je elektrolýzou vyráběno jen minimum vodíku. Elektrolýzou získáváme velmi čistý vodík (čistota nad 99,9 %). Při elektrolýze se neuvolňuje do ovzduší žádný skleníkový plyn. Nakolik bude výroba vodíku ekologická, záleží převážně na výrobě elektřiny použité pro elektrolýzu. Účinnost elektrolýzy se pohybuje mezi 80 a 92 %. Na celkové účinnosti se podílí i usměrnění proudu, komprese atd., a proto je konečná účinnost daleko menší. Elektrolýza se vyplatí převážně tam, kde je dostatek vody a levná elektřina. Spotřeba elektrického proudu se pohybuje kolem 45-55 kWh na 1 kg vodíku. Momentálně jsou komerčně k dispozici 2 typy technologie elektrolýzy: alkalická a Proton Exchange Membrane (PEM). Alkalická elektrolýza je z důvodu robustnosti a jednoduchosti systému používanější technologií. Komerčně se využívá již několik desítek let. PEM elektrolýza je mladší technologií a v komerční sféře se vyskytuje kolem 12 let. Oba typy elektrolýzy pracují za nižších teplot mezi 50°C až 150°C. Odpadní teplo, o teplotě cca 55-80°C, lze dále využít. (9) (10) (11) (12)



Obr. 7 Elektrolýza vody (11)



V níže uvedené Tab. 3 je porovnání komerčně používaných technologií elektrolýzy.

Rozsah použití		Alkalické	PEM
		Komerční	Komerční v aplikacích do 300 kW
Výkonnost systému	Nm ³ H ₂ /h	0,25 – 760	0,01 – 240
	kW	1,8 – 5 300	0,2 – 1 150
Čistota vodíku		99,5% - 99,9998%	99,9% - 99,9999%
Indikativní investiční náklad systému	€/kW	760 – 1 100	1 200 – 1 940

Tab. 3 Srovnání komerčně používaných technologií elektrolýzy (10)

Větší systémy stále používají alkalickou elektrolýzu, jelikož jsou zde větší úspory z rozsahu než u PEM technologie. Čistota vodíku je u obou technologií vysoká a v energetickém sektoru naprosto dostačující. Investiční náklady jsou u obou metod stále příliš vysoké. Ze studie rozvoje vodní elektrolýzy pro EU z roku 2014 vycházejí určité předpoklady vývoje alkalické a PEM technologie, především z hlediska lepší účinnosti a nižší ceny.

Předpokládaný vývoj účinnosti:

Elektrická spotřeba		2015	2020	2025	2030	
kWh _{el} /kgH ₂	Alkalická	Průměr	53	52	51	50
		Rozmezí	50 - 73	49 - 67	48 - 65	48 - 63
	PEM	Průměr	52	48	48	47
		Rozmezí	47 - 73	44 - 61	44 - 57	44 - 53

Tab. 4 Předpokládaná účinnost elektrolýzéry (10)

Předpokládaný vývoj ceny elektrolýzéry:

Cena systému*		2015	2020	2025	2030	
EUR/kW	Alkalická	Průměr	930	630	610	580
		Rozmezí	760 - 1 100	370 - 900	370 - 850	370 - 800
	PEM	Průměr	1 570	1 000	870	760
		Rozmezí	1 200 - 1 940	700 - 1 300	480 - 1 270	250 - 1 270

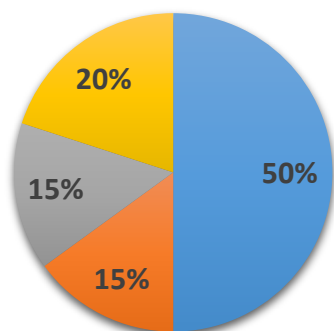
Tab. 5 Předpokládaná cena elektrolýzéry (10) * bez připojení k síti, externí komprese, externí čištění vodíku a skladování vodíku

Počítá se s postupným zlevňováním elektrolýtických systémů, převážně z důvodu očekávané sériové výroby. Na Obr. 8 je vizuální porovnání reálných elektrolýzačních jednotek (alkalické a PEM). Abych přiblížil možný potenciál zlevnění jednotlivých systémů, na Obr. 9 uvádím orientační členěné finanční náklady na oba systémy elektrolýzy.

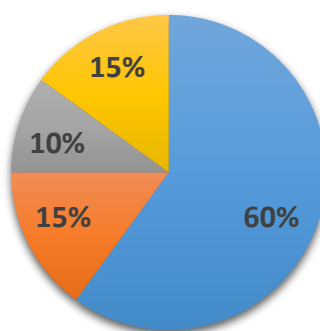


Obr. 8 Alkalická elektrolyza o výkonu 2 MW (vlevo) a PEM elektrolyza o výkonu 150 kW (13) (9)

Alkalický systém



PEM systém



- Technologie
- Výkonová elektronika
- Úprava plynu
- Zbytek systému

Obr. 9 Orientační členění finančních nákladů pro alkalický a PEM systém elektrolyzy (10)

U alkalické elektrolyzy pravděpodobně nenastane velká inovace, spíše se bude jednat o postupné zlepšování účinnosti a mírné snížení nákladů ve všech úrovních procesu. Naopak u PEM elektrolyzy se očekává skokové snížení ceny díky zvětšení aktivní plochy jednotlivých článků a snížení ceny využívaných materiálů. Pro budoucnost P2G je snížení ceny elektrolyzační jednotky rozhodující. Nyní si řekněme něco k hlavnímu výchozímu produktu – vodíku – kvůli kterému elektrolyzu potřebujeme. (4) (10)



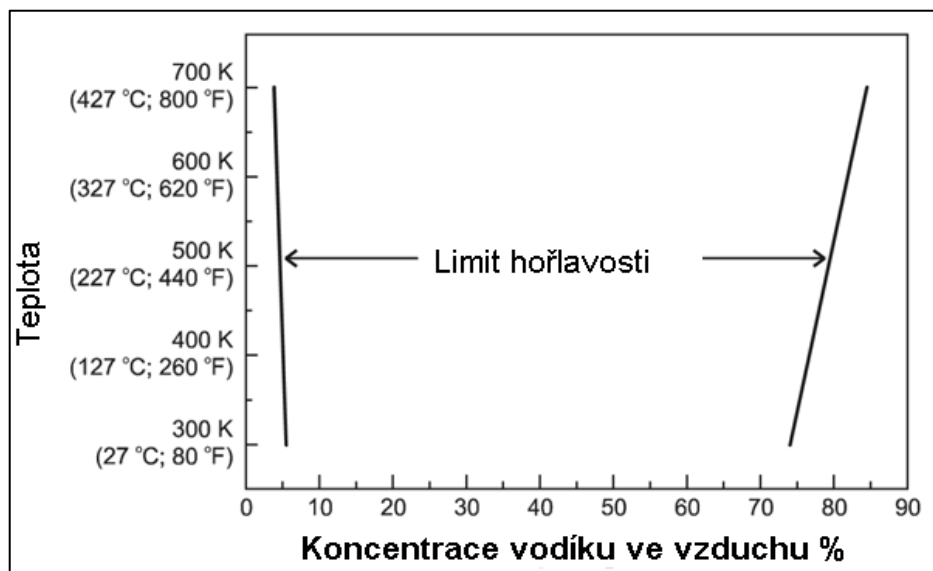
3.1.1 Vodík

Vodík zastává první místo v periodické soustavě prvků. Jedná se o nejmenší a nejjednodušší chemický prvek. Společně s dusíkem, uhlíkem a kyslíkem tvoří základní stavební kameny všech živých organismů. Tento hořlavý plyn je bezbarvý, bez chuti a zápachu. Jedná se o nejhojněji vyskytovaný prvek na Zemi a také ve vesmíru. Výskyt elementárního vodíku je v přírodě jen ojedinělý, ve velké míře se ovšem vyskytuje ve sloučeninách, a to hlavně ve vodě, zemním plynu či uhlí. Jeho vlastnosti vidíme v Tab. 6. (11)

Chemický vzorec	H ₂	
Molekulová hmotnost	2,01588 g/mol ¹	
Teplota	tání	-259,2 °C
	varu	-252,7 °C
	kritická	-239,9 °C
	samovznícení	520 °C
Kritický tlak	1,29 MPa	
Hustota při 0°C; 101,3 kPa	0,08987 kg/m ³	
Výhřevnost	10 789 kJ/m ³	

Tab. 6 Vlastnosti vodíku (11)

Vodík je vhodný palivový zdroj díky čistému spalování, při kterém vzniká pouze voda a teplo. Existuje ovšem riziko vysoké výbušnosti směsi vodíku se vzduchem. Je proto potřeba zvýšené bezpečnosti při systémech, kde se pracuje s vodíkem. Na Obr. 10 lze vidět limit hořlavosti v závislosti na koncentraci vodíku ve vzduchu.



Obr. 10 Limit hořlavosti vodíku ve vzduchu (11)



V Tab. 7 můžeme porovnat jeho měrnou výhřevnost vztaženou na hmotnost a koncentraci energie vztaženou na objem s aktuálně používanými palivy.

Palivo	Výhřevnost	Koncentrace energie při 0,1 MPa a 15 °C
Vodík	141,86 kJ/g	10 050 kJ/m ³
Metan	55,53 kJ/g	32 560 kJ/m ³
Propan	50,35 kJ/g	86 670 kJ/m ³
Benzín	47,5 kJ/g	31 150 000 kJ/m ³
Nafta	44,8 kJ/g	31 435 800 kJ/m ³
Metanol	19,96 kJ/g	15 800 100 kJ/m ³

Tab. 7 Výhřevnost paliv a jejich koncentrace energie (11)

Z Tab. 7 lze vyčíst, že je potřeba nízké váhy (sloupec výhřevnost), ale velkých objemů (sloupec koncentrace energie) pro uskladnění energie ve vodíku. Tato vlastnost může následně ovlivnit i kvalitu zemního plynu dodávaného zákazníkům. V případě míchání vodíku se zemním plynem v distribuční soustavě plynu, by se následně snížilo spalné teplo dodávaného plynu. Změna by nebyla příliš velká, a to již z důvodu, že v ČR je povoleno, aby zemní plyn molárně obsahoval pouze 2 % vodíku. Každopádně je nutné na tuto skutečnost upozornit, jelikož při využívání dosavadních plynoměrů by koncovým zákazníkům bylo dodáno méně energie, než kolik si reálně zaplatili. Tento problém nás také vede k myšlence uložení energie v jiném médiu, třeba metanu. V porovnání s vodíkem dosáhne metan cca třikrát větší výhřevnost a je hlavní složkou zemního plynu. Metan můžeme z vodíku vytvořit pomocí metanizační jednotky, která slučuje vodík a oxidu uhlíku. Tomuto tématu se bude více věnovat následující kapitola. (14)



3.2 Metanizace

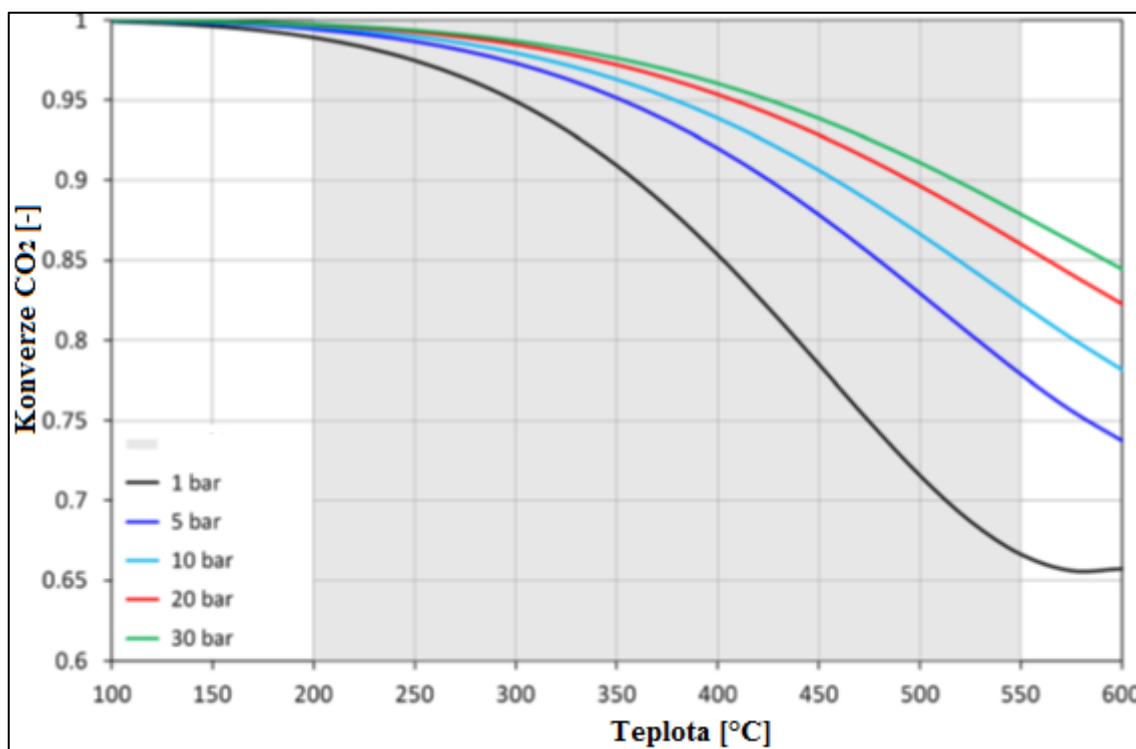
Jedná se o exotermní proces syntézy metanu reakcí oxidu uhelnatého, resp. oxidu uhličitého s vodíkem při použití vhodného katalyzátoru za zvýšeného tlaku a teploty. Velikost tlaku i teploty se liší v závislosti na výrobci metanizační jednotky a typu katalyzace. Běžně se však používá tlak 20 barů a teplota mezi 200°C až 550°C. Ve zjednodušené rovnici proces probíhá následovně:



Reálně se jedná o dvě reakce jdoucí po sobě:



Jde o obrácený proces parního reformingu (štěpení metanu vodní párou na oxid uhelnatý, oxid uhličitý a vodík). Z první rovnice je vidět, že poměr CO_2 a H_2 je 1:4, tudíž potřebujeme relativně velké množství vodíku, abychom zužitkovali oxid uhličitý. Pro vysokou konverzi oxidu uhličitého je lepší udržovat metanizaci v nižších pracovních teplotách, jak vidíme na Obr. 11. Systém je nutné chladit a odvádět přebytečné teplo.



Obr. 11 Konverze CO_2 při různých pracovních tlacích a teplotách (2)

Účinnost metanizace je kolem 80 – 85 %. Velkou část energie ztratíme opětovným sloučením vodíku na vodu. Vzniklá voda se může znovu vrátit do procesu elektrolýzy. Tím můžeme ušetřit skoro až 50 % vody. To má nejen ekonomický, ale převážně ekologický přínos. Při využití i odpadního tepla může být celková energetická účinnost ještě vyšší. Zajímavostí je, že teplota odpadního tepla je vyšší než pracovní teplota metanizace, což je způsobeno exotermní reakcí, kdy



se během reakce uvolňuje dalších 165 kJ/mol. Teplota odpadního tepla je kolem 300-650°C, tudíž je vhodná pro následné využití. Jednou z možností využití je například zachycení CO₂ ze spalovacího zdroje. Dá se i promíchat s odpadním teplem z elektrolyzáru, které má nižší teplotu. Pro zachytávání CO₂ je potřeba pára o teplotě cca 130 °C. (4) (12) (15)

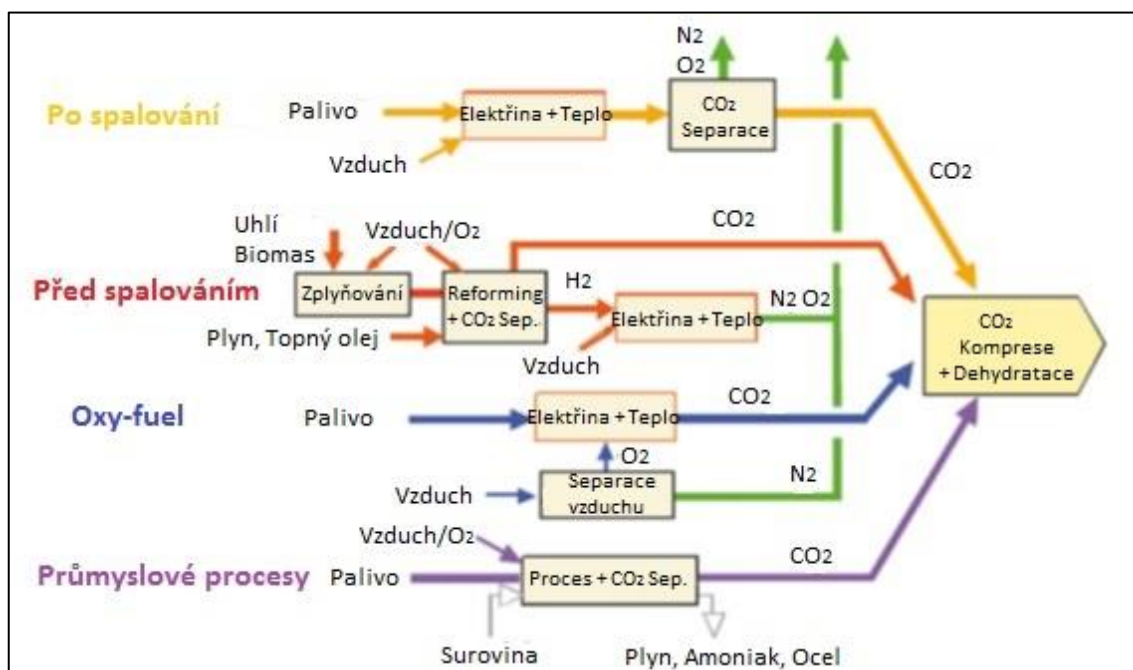
3.2.1 Zachytávání CO₂

Pro metanizaci potřebujeme zdroj vodíku a oxidů uhlíku. Vodík získáme z elektrolyzy, takže je potřeba ještě získat oxid uhelnatý nebo oxid uhličitý. Systémů, které dokáží zachytávat oxid uhličitý je několik. Primárně je potřeba využít technologií pro snížení emisí CO₂ ze spalovacího zdroje. Lze však získávat oxid uhličitý i ze vzduchu. Technologií zachytávání CO₂ je několik:

1. Po spalování (Post-combustion) – zachytávání CO₂ ze spalin
2. Před spalováním (Pre-combustion) – zachytávání CO₂ ze zplyňování paliva
3. Oxy-fuel – míchání paliva s kyslíkem, kde výstupem je CO₂ s vodou
4. Průmyslové procesy – procesní výroba cementu a vápna, dále různé chemické procesy

Další techniky zachytávání jsou ještě ve fázi výzkumu. Jedná se o různé membrány a absorbce. Tyto technologie ještě nejsou stoprocentně připraveny a je potřeba dalšího vývoje.

Specifický princip toku hlavních sloučenin při různých technologiích zachytávání CO₂ je vidět na Obr. 12.

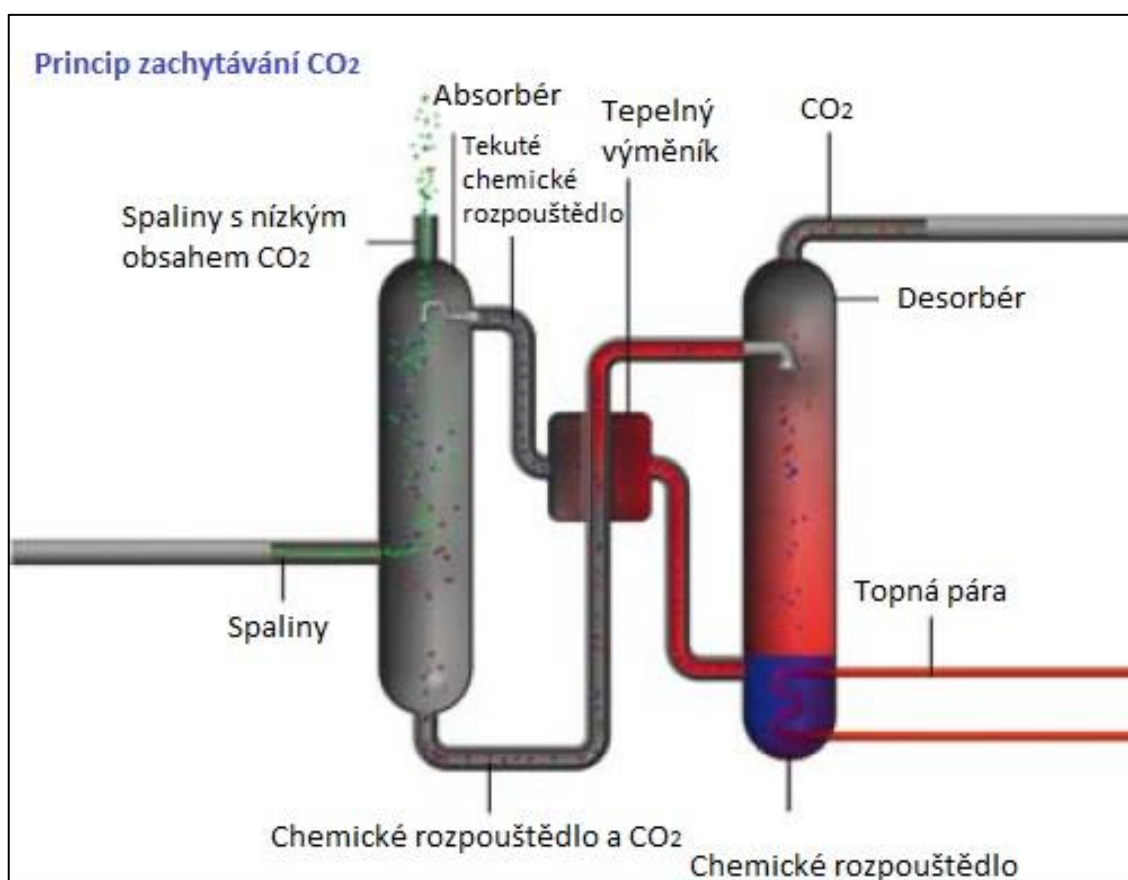


Obr. 12 Možnosti zachytávání CO₂ (16)

Já se zaměřím na první variantu, zachytávání CO₂ po spálení paliva ze spalin, z níže uvedených dvou výhod. První výhodou využití této technologie pro energetiku je, že i při případné poruše systému zachytávání CO₂ může výrobní zdroj stále vyrábět. Pouze se zvýší množství CO₂ vypouštěného do ovzduší. Druhou výhodou je možnost připojení systému k již existujícímu

zdroji, při minimálním zasahování do hlavních částí elektrárny. Zachytávání CO₂ po spálení je nejvíce používanou technologií z energetických aplikací, a tím i nejrozvinutější technologií.

V technologii zachytávání CO₂ po spálení paliva ze spalin se převážně využívá chemické rozpouštědlo, které je schopné absorbovat CO₂ ze spalin po spalovacím procesu. Spaliny jsou ještě před zachytáváním CO₂ očištěny o prach, dusíkaté oxidy a oxidy síry. Zachytávání probíhá při nízkých teplotách, naopak při vyšších teplotách (cca. 130°C) se z rozpouštědla CO₂ uvolňuje. Zde se následně může využít, pro zefektivnění celého procesu Power to Gas, namíchané odpadní teplo z metanizace a elektrolýzy. Daný systém tedy potřebuje tepelnou energii na zahřátí chemického rozpouštědla, dále elektrickou energii pro pohon čerpadel, případně pro následnou kompresi CO₂. Princip je zobrazen na Obr. 13. (17) (15)



Obr. 13 Princip zachytávání CO₂ (17)

Reakční absorbéry jsou preferovány energetickým sektorem díky nízkému parciálnímu tlaku CO₂ ve spalinách. Při atmosférickém tlaku spalin tudíž již není potřeba komprese. Obsah oxidu uhličitého ve spalinách dle jednotlivých paliv je v níže uvedené Tab. 8.

CO ₂ emise Nm ³ /GJ paliva	
Zemní plyn	26
Topný olej	38
Uhlí	44

Tab. 8 Emise CO₂ dle typu paliva (18)



Obr. 14 Systém zachytávání CO₂ v Niederaussemu (17)

System zachytávání CO₂ po spálení je nejvyžívanější technologií v energetice. Například energetická společnost RWE ji využívá a zkoumá u hnědohelné elektrárny v německém Niederaussemu, viz Obr. 14. Technologie byla přistavěna až po spuštění elektrárny. Jedná se tedy o systém, který by se dal využít pro většinu již nainstalovaných konvenčních elektráren. V další kapitole posoudím konkrétní aplikace, které již fungují v Evropě. (4) (15) (16) (17)



3.3 Praktické aplikace

System Power to Gas není z hlediska technologie úplnou novinkou, nicméně v Evropě i ve světě je dosud aplikován pouze v rámci pilotních projektů. Dnes můžeme sledovat vývoj v řádově desítkách takových pilotních aplikací. Podobně jsou na tom však i velké bateriové systémy na regulaci sítě. Velkým tahounem prosazování P2G je, díky relativně rychle rostoucímu podílu podporovaných obnovitelných zdrojů na produkci, samozřejmě Německo. Většina projektů staví na kooperaci více firem, které jsou velice často závislé na částečném financování z evropských či národních dotačních fondů. Vše je dáno dosavadní velkou finanční náročností této technologie. Většina zmíněných pilotních instalací se pohybuje kolem 150 kW výkonu elektrolyzérů. Příkladem je i projekt RWE v německém městě Ibbenbürenu, kde elektřinu vyrobenou z fotovoltaických a větrných elektráren převádí pomocí Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyzou na vodík, který pak směšuje se zemním plynem v distribuční soustavě plynu. Instalovaná elektrizační jednotka kontejnerového typu je vidět na Obr. 15.

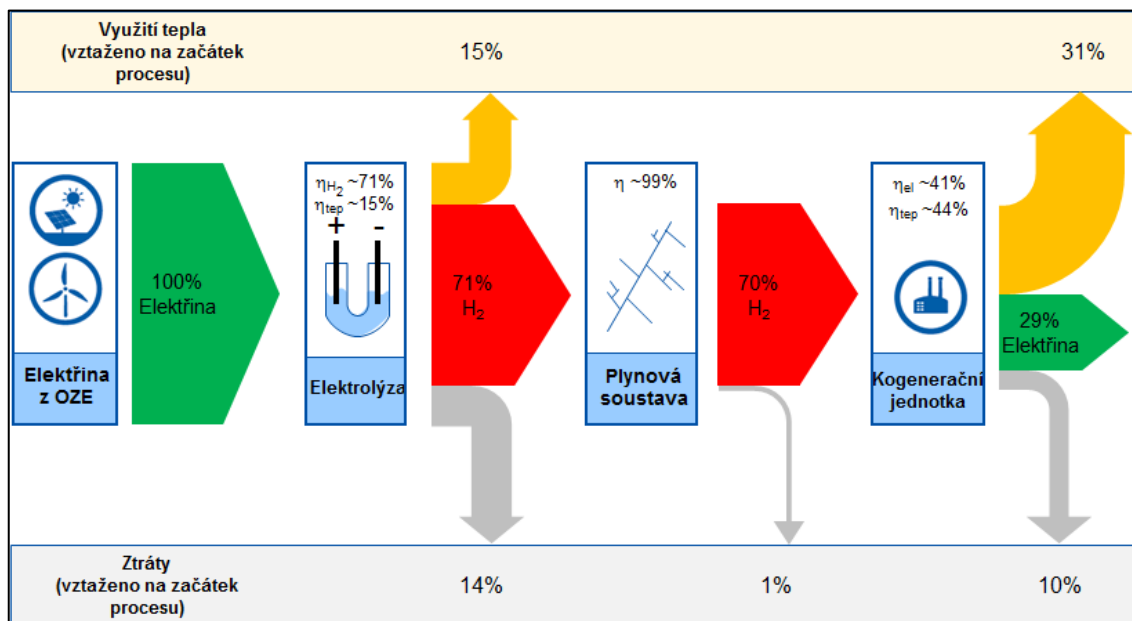


Obr. 15 PEM elektrolytická jednotka o výkonu 150 kW a výrobě vodíku až 3 kg/h v německém Ibbenbürenu (9)

Aby byl uzavřen celý energetický okruh, jsou v lokalitě instalovány i kogenerační jednotky na zemní plyn. Na Obr. 16 je energetická bilance projektu. RWE se v tomto projektu zajímalo převážně o technickou funkčnost projektu, nikoli o ekonomičnost. Je zde sice využití odpadního tepla pro přilehlou tankovací stanici, ovšem bez finančního ohodnocení. Není zde ani balancování



spouštění elektrolýzy dle výroby obnovitelných zdrojů, jelikož v případě nedostatku je využívána elektřina ze sítě.



Obr. 16 Energetická bilance systému P2G RWE v Ibbenbürenu

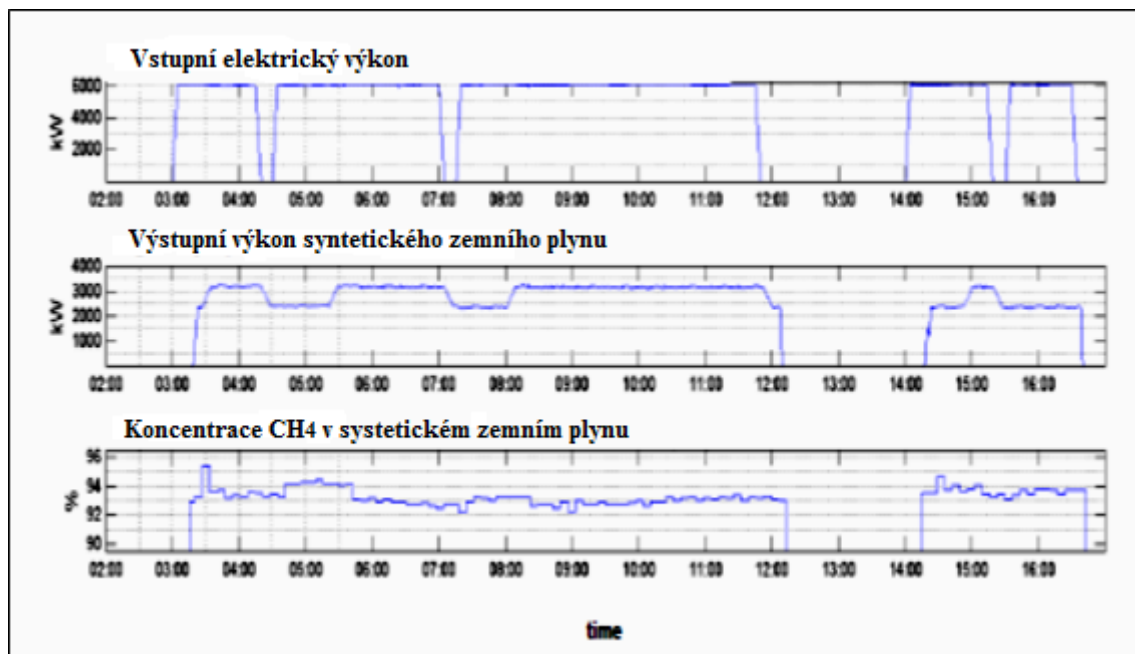
Na finanční hledisko již cílila společnost Audi, která má i větší projekt. Jedná se o 3 alkalické elektrolýzery a metanizaci, každý elektrolýzer s výkonem 2 MW. Projekt funguje od konce roku 2013 a jeho celková účinnost – tedy účinnost přeměny elektřiny na metan – je kolem 54 %. Celá elektrárna je vidět na Obr. 17.



Obr. 17 Audi E-GAS PLANT o výkonu 6 MW v německém Werlthu (13)



Daná 6 MW jednotka ve Wertlu je spouštěna elektřinou s ohledem na balancování odchylek. Níže na Obr. 18 je možné vidět dodávku elektřiny, množství energie z vyrobeného syntetického zemního plynu (SNG) a čistota SNG neboli množství koncentrace metanu v SNG. Z grafů lze vyčíst, že nájezd výroby plynu je se zpožděním cca 15 minut. Stejně dlouhá je i setrvačnost po odpojení přerušení přívodu elektřiny. Projekt německé automobilky je ukázkou, že systém P2G lze využívat flexibilně dle aktuálního přebytku elektrické energie.



Obr. 18 Flexibilní využití alkalické elektrolyzy (13)

V České republice toho příliš okolo vodíkových technologií nenajdeme. Nejznámější aplikací je asi projekt hybridního vodíkového autobusu, vedený v Ústavu Jaderného Výzkumu (ÚJV) Řež, který se podílel i na vodíkové čerpací stanici v Neratovicích. Projekt již byl ukončen, autobus i čerpací stanice však fungují dále. Autobus již funguje jen pro prezentační účely ÚJV Řež a osvětluje vodíkových technologií. Další projekt za využití vodíku a palivového článku má ÚJV Řež v lokalitě vlastního areálu, kde technologii P2G využívá jako akumulací systém napájený fotovoltaickou elektrárnou. Další projekty v ČR momentálně neběží. Zajímavým projektem by mohla být stanice Power to Gas od společnosti innogy. Ta vlastní v Náchodě uhelnou teplárnu, která v roce 2018 projde rekonstrukcí na plynový zdroj. V praktické části diplomové práce se budu věnovat instalaci systému Power to Gas právě k této teplárně. (4) (8) (9) (13)



4 Možnosti dodávky vodíku a metanu do plynárenské soustavy

Rozhodnutí, zdali vyrábět z elektřiny pouze vodík elektrolýzou nebo následně ještě přes metanizaci vyrábět syntetický zemní plyn, závisí mimo jiné i na legislativních podmínkách a na tom, zda chceme vyrobený plyn pouze dodávat do plynové soustavy či spotřebovat v místě výroby. V dalším odstavci se budu věnovat tomuto bodu z kontextu právních předpisů.

Legislativa vychází převážně z technických pravidel na *Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu* (14). Pravidla byla schválena pro ČR na konci roku 2015. V daných pravidlech je také určeno, kolik molárních procent jednotlivých sloučenin může obsahovat zemní plyn. Dle tohoto pravidla může zemní plyn obsahovat pouze 2 % mol. vodíku. Za předpokladu, že stávající zemní plyn u nás má téměř nulový molární obsah vodíku, můžeme do plynové soustavy dodávat vodík až do této maximální hranice. Ideálně je pak potřeba napojení na plynovou soustavu v místě, kde je velké proudění zemního plynu, aby se vodík se zemním plynem dostatečně směřoval. Převážná část povolených sloučenin v zemním plynu je vypsána v níže uvedené Tab. 9.

Parametr	Jednotka	Hodnota
Obsah metanu	% mol	Minimálně 85,0
Obsah ethanu	% mol	Maximálně 7,0
Obsah butanu	% mol	Maximálně 3,0
Obsah sumy butanů	% mol	Maximálně 2,0
Obsah sumy pentanů a vyšších uhlovodíků	% mol	Maximálně 0,5
Obsah oxidu uhličitého	% mol	Maximálně 5,0
Obsah oxidu uhelnatého	% mol	Maximálně 3,0
Obsah dusíku	% mol	Maximálně 10,0
Obsah inertů (dusíku a oxidů uhličitého)	% mol	Maximálně 10,0
Obsah vodíku	% mol	Maximálně 2,0

Tab. 9 Povolený molární obsah sloučenin v zemním plynu (14)

Z výše uvedené tabulky vyplývá, že pokud bychom chtěli vtlačet pouze vodík do plynové soustavy, potřebovali bychom velký průtok zemního plynu, abychom ho dokázali namixovat s velkým množstvím vodíku. Z praktické aplikace v německém Ibbenbürenu vyplývá, že pro město ve velikosti 51 tisíc obyvatel, je možné využít elektrolyzér o maximálním elektrickém výkonu 500 kW, který dodá za hodinu zhruba 10 kg vodíku do plynové soustavy. Pouze takto se splní podmínka obsahu maximálně 2 % mol. vodíku v plynu. Za předpokladu lineárního průtoku množství zemního plynu v závislosti na počtu obyvatel, lze z této praktické zkušenosti dovodit, že je možné na každých 100 obyvatel využít (maximálně) 1 kW příkonu elektrolyzéro. Tím by teoretické maximum využití vtlačení vodíku do soustavy zemního plynu v České republice bylo 100 MW, i když reálná hodnota bude daleko menší. 100 MW je stále pro ČR nedostačujících,



jelikož systémová odchylka v elektrizační soustavě v ČR se pohybuje v řádech stovek MW, jak vychází z Obr. 1, který jsem ukázal v úvodu této práce. Proto pro budoucí využití bude potřeba vytvářet metan či využívat vodík přímo bez jeho následného směšování se zemním plynem. Dalším problémem směšování zemního plynu s vodíkem je i snížení výhřevnosti mixu zemního plynu s vodíkem oproti samostatnému zemnímu plynu, a to kvůli nízké hustotě vodíku. Tento rozdíl by měl zohlednit distributor zemního plynu, který dohlíží na kvalitu zemního plynu v plynové soustavě. Dle zkušeností z Německa však tento problém distributor nesleduje, jelikož rozdíl ve výhřevnosti je velmi malý, při málo aplikacích.

Žádné legislativní omezení pro vtláčení syntetického metanu do soustavy zemního plynu neexistuje. Při větších aplikacích či větším rozvoji instalací menších systémů Power to Gas bude nutné využít kromě elektrolýzy i metanizační jednotky pro výrobu syntetického metanu. Ekonomický rozdíl vtláčení metanu oproti vodíku do plynové soustavy rozeberu blíže v kapitole 8.2. (14)



5 Potenciál instalace systému Power to Gas u Teplárny Náchod

V následující kapitole se zabývám ekonomickým zhodnocením možné instalace systému Power to Gas, který by mohl využívat přebytečnou elektřinu na vodík či metan. Systém by byl instalován k současné innogy Teplárna Náchod, s.r.o. (Teplárna Náchod), kterou spravuje innogy Energo. Teplárna Náchod, vizualizovaná na Obr. 19, je vybraná cíleně, jelikož je možné využít maximum již instalovaných technologií a napojení na jednotlivé komodity. V současné chvíli se jedná o hnědouhelnou teplárnu, to se však změní, jelikož v roce 2018 bude probíhat přechod na nízkoemisní primární palivo, a to zemní plyn. Mělo by se jednat o plynový kotel o tepelném výkonu v řádu vyšších jednotek MW. Dále projekt předpokládá připojení dvou kogeneračních jednotek, každé o elektrickém výkonu 1 MW. S těmito předpoklady budu počítat i ve svých výpočtech.



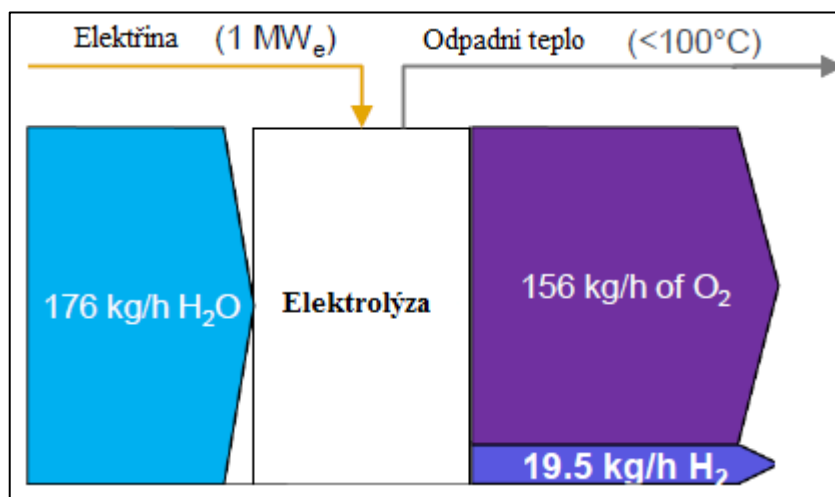
Obr. 19 Teplárna Náchod ve správě innogy Energo – potenciální lokalita Power to Gas (19)

Již v současné době je v areálu elektrárny připojení k elektrizační síti na vysokém napětí, k plynové síti, teplovodní síti i k vodě. Zároveň elektrárna vypouští ve spalinách i oxidy uhlíku do ovzduší, tak je možnost část oxidů zachytávat a následně využívat pro metanizaci. (20) (21)



6 Systém vtláčení vodíku do plynové soustavy

Power to Hydrogen (P2H), jak by se tento typ P2G dal nazvat anglicky je efektivnější způsob využití přebytečné elektřiny než vytváření a vtláčení metanu do plynové soustavy. Kromě vyšší celkové účinnosti jsou i investiční náklady nižší. Problémem je množství vodíku, které se dá smísit v plynové soustavě se zemním plynem, kdy jsou legislativně povolena jen 2 % vodíku v celkovém molárním objemu zemního plynu. Tato varianta je možná jen při menších aplikacích, řádově ve stovkách kW. Právě pro nižší výkony se do budoucna více nabízí technologie PEM elektrolýzy. Díky rychlejšímu náběhu ji bude možné i lépe využít pro regulaci přebytků v síti. Hlavní vstupy a výstupy do systému jsou vyobrazeny na Obr. 20. Zároveň se jedná i o hlavní části variabilních provozních nákladů a výnosů. Cílem je zužitkovat kromě vodíku i další produkty. Zejména odpadní teplo, ale i kyslík, který se dá například mísit se vzduchem a využít pro lepší spalování v teplárně.



Obr. 20 Hmotnostní bilance sloučenin Power to Hydrogen (22)

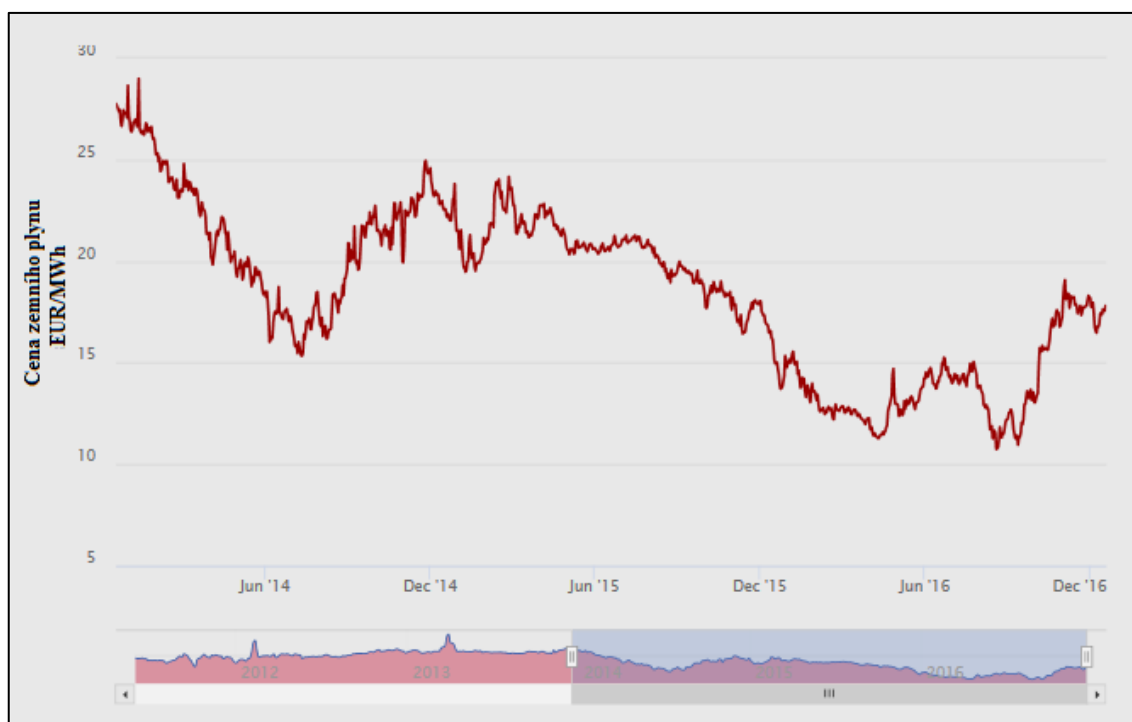


6.1 Výnosová strana technologie Power to Hydrogen

Prvně popíši možné výnosy z tohoto systému, jelikož nastavení četnosti spouštění systému bude záležet na nejlepším poměru výnosů a nákladů při započtení využití systému. Jinak řečeno lze dosáhnout nízkých provozních nákladů při stejných jednotkových výnosech, avšak většinu času by drahá technologie nebyla využita a při započtení časové hodnoty peněz by finální situace byla horší než při vyšších nákladech. Z čeho lze získat výnosy u systému Power to Hydrogen?

6.1.1.1 Výnosy z prodeje vodíku pro smíšení v plynárenské soustavě

Především se jedná o vytvořený vodík, který pokud je vtlačěn do plynové soustavy, bude ohodnocen ve stejné výši jako zemní plyn při přepočtu na uloženou energii. Vývoj ceny zemního plynu na německém trhu je patrný na Obr. 21.



Obr. 21 Velkoobchodní cena zemního plynu v EUR/MWh od konce roku 2013 do konce roku 2016 (23)

Z grafu lze vidět tendenci vývoje ceny zemního plynu, kdy až do září 2016 cena převážně klesala. Nyní se zemní plyn drží okolo 18 € za MWh energie (podobně jako dvouletý průměr). Standardně tedy budu počítat s 18 €/MWh. Při kurzu 27 CZK/EUR se jedná přibližně o 19,2 CZK/kg vodíku nebo 7,5 CZK/kg metanu. Jelikož vtlačení vodíku do soustavy zemního plynu bude nahodilé, zanedbám náklad na zúčtování denní odchylky zemního plynu. Pro správné investiční rozhodnutí je potřeba vytvořit citlivostní analýzu na cenu zemního plynu, jelikož cena zemního plynu bude velmi ovlivňovat ekonomičnost systému. Citlivostní analýzy budu provádět v 8 kapitole.



6.1.1.2 Ohodnocení odpadního tepla z elektrolýzy

Velkou výhodou volby teplárny, je možnost využití odpadního tepla pro zákazníky teplárny. Pro výpočet úspor za odpadní teplo budu vycházet z ceny zemního plynu, který se bude využívat v teplárně na výrobu tepla. Při předpokladu zanedbání účinnosti přeměny ZP na teplo, ohodnotím odpadní teplo na 18 €/MWh. I když si uvědomuji, že cena tepla by měla být vyšší než cena zemního plynu. Cena odpadního tepla má střední význam pro celkovou ekonomičnost systému. Navíc je závislá na ceně zemního plynu. Ekonomický výsledek systému tedy bude převážně záležet na ceně zemního plynu, z kterého vychází i cena odpadního tepla, na ceně za elektřinu a na investičních nákladech.

6.1.1.3 Využití kyslíku

Odpadním produktem je i kyslík. Dá se využít pro podporu spalování v teplárně, či by se dal stáčet do lahví pro využití v chemickém průmyslu či ve zdravotnictví. Investiční náklady obou možností by však mohly být vyšší než získaný přínos, proto ve svém výpočtu oceňuji vyrobený kyslík nulovou hodnotou. Opět provedu v kapitole 8 i citlivostní analýzu.



6.2 Nákladová strana technologie Power to Hydrogen

System pro přeměnu elektřiny na vodík, který následně budeme směřovat v plynové soustavě, je investičně levnější než při přeměně na metan. Z investic se převážně jedná jen o elektrolyzační jednotku. Z variabilních nákladů se jedná převážně o elektřinu, případně vodu.

6.2.1 Investiční náklady

U investičních nákladů budu vycházet z predikce cen technologie elektrolyzy dle rozvoje elektrolyzy v EU (10). Výše cen byla expertně potvrzena i odborníkem Dr. Thorstenem Liesem, který je pracovníkem oddělení vývoje zabývajícím se palivy v německém RWE, pod který spadá projekt elektrolyzy i metanizace (12). Pro každou technologii je cena jiná v závislosti roku postavení, rozdílná je i životnost či účinnost.

Technologie elektrolyzy	Cena	Rok instalace	Životnost počet moto-hodin	Životnost roky	Spotřeba elektřiny
Alkalická	930 €/kW	2015	80 000 h	26	53 kWh/kgH ₂
	630 €/kW	2020	95 000 h	28	52 kWh/kgH ₂
PEM	1 570 €/kW	2015	67 000 h	22	52 kWh/kgH ₂
	1 000 €/kW	2020	74 000 h	25	48 kWh/kgH ₂

Tab. 10 Počítané varianty ceny investičních nákladů elektrolyzy (10) (vlastní)

Cena je již včetně přívodu a usměrnění elektřiny, kontrolního systému, demineralizace vody a vysoušení plynu. Chybí cena za připojení k síti, externí kompresi, externí čištění a zásobník na vodík. Teplárna je již připojena k síti, případné menší náklady na připojení proto zanedbávám. S externí kompresí nepočítám, předpokládám, že výstupní tlak vodíku je shodný s místem připojení do plynové soustavy. Externí čištění vodíku není potřeba, jelikož již tak dosahuje vodík vysoké čistoty. Se zásobníkem na vodík nepočítám, jelikož jako zásobník se použije stávající plynová potrubní síť.

6.2.1.1 Rezerva

Pro pokrytí případných neočekávaných vícenákladů navýším vypočítané investiční náklady o rezervu. Výše rezervy jsem odborným odhadem stanovil na 10 %. Jelikož je velmi drahá technologie, rezerva při 1 MW elektrolyzátoru bude kolem 30 mil. Kč. To by měla být dostačující částka.

6.2.2 Provozní náklady

Provozní náklady systému na přeměnu přebytečné elektřiny na vodík můžeme rozdělit na stálé a variabilní.

Mezi stálé započítáme servis zařízení, případně část personálních nákladů. Pro zjednodušení budu počítat stálé náklady jako 2 % z investičních nákladů vč. rezervy. Maximální počet let životnosti



elektrolyzační jednotky je v Tab. 10. Proto 2 % z investičních nákladů musím ještě navázat v závislosti na počtu moto-hodin za životnost elektrolyzační jednotky. Jelikož je předpoklad, že pokud systém nebude často využíván, tak náklady na opravu systému budou menší, než při častém spouštění.

Mezi variabilní náklady procesu elektrolýzy patří spotřeba velkého množství elektrické energie a spotřeba vody. Snaha je tedy tyto náklady minimalizovat.

6.2.2.1 Cena vody

Co se týče vody, tak vycházím z cen vodného a stočného v lokalitě Náchod. Použitá cena je nadhodnocená, jelikož se bude jednat o pitnou vodu, přitom by stačila i užitková voda. Před elektrolýzou dochází k demineralizaci vody, tudíž kvalita přírodní vody není tolik důležitá. Zároveň je otázkou, zdali je nutnost platit i stočné, když vodu budeme přetvářet na vodík a kyslík. Pro přesnou cenu je tedy nutné získat konkrétní nabídku lokální vodárenské společnosti. Cena vodného a stočného je stanovena dle společnosti Vodovody a kanalizace Náchod, a.s. na rok 2017 na 64,34 Kč/m³. Náklad za jednotku vody bude tedy daný. Náklad, který dokáže provozovatel systému P2G částečně ovlivnit, je cena elektřiny.

6.2.2.2 Cena elektřiny

Systém P2G spotřebovává velké množství elektřiny. Abych tuto elektřinu získal za co nejnižší cenu, budu spotřebovávat elektřinu pouze v době, kdy bude předpoklad přebytku elektrické energie v elektrizační soustavě. Energetický systém totiž částečně funguje na principu penalizace za zhoršení situace v elektrizační soustavě a naopak odměny za zlepšení situace elektrizační soustavy. Toto ohodnocení probíhá každou hodinu a na vyhodnocení se podílí všichni účastníci energetického trhu. Dá se tedy spekulovat na odchylku sítě. Stačí nastavit algoritmus, na jehož základě můžeme zjistit naši průměrnou cenu za MWh. Můžeme vycházet z orientačních hodnot využití regulační energie, které co 5 min zveřejňuje provozovatel přenosové soustavy, společnost ČEPS. Pro zjednodušení bude náš algoritmus vycházet ze sumy využití regulační energie předchozí hodiny. Tato hodnota, s opačným znaménkem, pro nás bude představovat velikost systémové odchylky v předchozí hodině. Nyní si už jen určíme, při jaké velikosti X systémové odchylky v hodině H-1, spustíme celý systém P2G. Čím nižší systémovou odchylku X zvolíme, tím levnější bude naše elektřina, ale tím méně hodin bude systém P2G pracovat a vyrobí méně plynu. Proto je potřeba nalézt optimum pro průměrnou cenu elektřiny a počet spuštěných hodin. Na tento náklad se musíme dívat i s pohledem na výnosy z vodíku či metanu, případně jiných výnosů a nákladů. Tímto způsobem si zajistíme nízkou cenu silové elektřiny.



I když získáme nízkou cenu silové elektřiny, je potřeba si uvědomit, že když spotřebováváme elektřinu ze sítě, jsme spotřebitelé. Spotřebitele elektřiny platí kromě silové složky elektřiny i regulované poplatky:

- Platby za rezervovanou kapacitu
- Platby za použití sítí
- Poplatku za činnost operátora trhu
- Daně z elektřiny
- Platby za podporu elektřiny a tepla
- Platby za Systémové služby

Tyto poplatky jsou velký problém, jelikož tím nám náklad na elektřinu několikanásobně vzroste a celá ekonomika postavená na levné elektřině je nereálná.

Tato situace mě donutila se zamyslet, jak fungují ostatní systémy v energetické soustavě, které také vyrovnávají přebytky elektřiny. Řešení jsem začal hledat v analogických systémech. Zaměřil jsem se na přečerpávací vodní elektrárnu, která v době čerpání vody do vrchní nádrže, pracuje s obdobným záměrem jako Power to Gas. Z logiky věci vyplývalo, že přečerpávací vodní elektrárny budou mít určité zvýhodnění, jelikož jinak by se ekonomicky nevyplatily. Energetický regulační úřad mě odkázal na novelu vyhlášky č. 541/2005 Sb., o *Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona*, na předpis č. 261/2017 Sb. *Zákona o stabilizaci veřejných rozpočtů* a na zákon č. 165/2012 Sb., *Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů*.

V této legislativě jsem hledal možnosti a řešení eliminace zatížení alespoň částí poplatků, aby byl systém Power to Gas využitelný i v praxi za stávající legislativy. Primárním cílem je umístění systému Power to Gas k výrobně elektrické energie, jelikož je možné spotřebovat vyrobenou elektřinu přímo v lokalitě a využívat distribuční či přenosové sítě pouze k regulaci nad rámec výkonu výrobního zdroje. Dále je možné zacílit se na technologickou vlastní spotřebu výrobního zdroje. Technologická vlastní spotřeba je definována v ustanovení § 2, písmeno u) zákona č. 165/2012 Sb. „*technologickou vlastní spotřebou elektřiny spotřeba elektrické energie na výrobu elektřiny v hlavním výrobním zařízení i pomocných provozech, které s výrobou elektřiny přímo souvisejí, včetně výroby, přeměny nebo úpravy paliva, ztrát v rozvodu vlastní spotřeby i ztrát na zvyšovacích transformátorech výroby elektřiny pro dodávku do distribuční soustavy nebo přenosové soustavy,*“ (24) Zde však bude větší šance, pokud se bude jednat o výrobu metanu u elektrárny (teplárny) na zemní plyn než jen o výrobu vodíku. Technologická vlastní spotřeba lze využít na úpravu paliva, jednak i na snižování emisí, kdy jde o obdobný princip jako využití elektřiny pro elektrostatický odlučovač popílku.



- Platba za rezervovanou kapacitu

408/2015 Sb. § 53

„(1) Výrobce, jehož posuzovaná výrobná elektřiny je připojena do přenosové nebo distribuční soustavy a který alespoň osmdesát procent ročního množství elektřiny vyrobené v jím provozované výrobně elektřiny, sníženého o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, dodává do přenosové nebo distribuční soustavy, nebo výrobce, který poskytuje podpůrnou službu na základě smlouvy s provozovatelem přenosové soustavy, se považuje pro účely této vyhlášky za výrobce první kategorie. Ostatní výrobci jsou výrobci druhé kategorie.“ (25)

408/2015 Sb. § 54

„(1) Výrobce první kategorie nesjednává rezervovanou kapacitu a nehradí platbu za rezervovanou kapacitu pro předávací místa vyroben elektřiny ani pro předávací místa určená k odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny s výjimkou odběru elektřiny z přenosové soustavy nebo distribuční soustavy při odstávce výrobní v trvání více než 30 dnů (dále jen „dlouhodobá odstávka“). Do dlouhodobé odstávky se nezahrnuje odběr pro uvedení výrobní do klidového režimu, maximálně však v délce 72 hodin po odřazování generátoru od soustavy, a dále odběr pro účely opětovného najetí výrobní elektřiny z klidového režimu při ukončení dlouhodobé odstávky, maximálně však odběr v délce trvání 72 hodin před přifázováním generátoru k soustavě. Připojení zařízení určených pouze k odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny nebo spotřebovanou výrobcem pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren.“ (25)

Eliminace platby za rezervovanou kapacitu se dá vyřešit instalací systému P2G u výrobní elektřiny či jeho využití pro vlastní technologickou spotřebu. Danou podmínku splňuje i umístění v Teplárně Náchod.

- Platba za použití sítí

Platbě za použití sítí se dá vyhnout, pouze pokud budeme využívat elektřinu přímo z výrobní na stejném odběrném místě. To je také důvod, proč jsem pro případovou studii zvolil lokalitu Teplárny Náchod.

- Poplatek za činnost operátora trhu

408/2015 Sb. § 49

„(2) Na základě údajů vykázaných výrobcem zpřístupní operátor trhu příslušnému provozovateli přenosové nebo distribuční soustavy, ke které je výrobná připojena, výpočet plateb za systémové služby, činnosti operátora trhu a na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů stanovený způsobem uvedeným v příloze č. 10 k této vyhlášce do jedenáctého kalendářního dne po skončení



kalendářního měsíce. Odběr elektřiny, který není uskutečňován pro krytí technologické vlastní spotřeby výrobce elektřiny, pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren a krytí ztrát v přenosové nebo distribuční soustavě, je pro účely fakturace ceny za činnosti operátora trhu považován za odběr zákazníka.“ (25)

Poplatku za operátora trhu se zbavíme opět při technologické vlastní spotřebě, tj. umístěním systému P2G u výroby elektřiny.

- Daň z elektřiny
261/2007 Sb. § 8

„(2) Od daně je osvobozena také elektřina určená k použití nebo použita

...

e) při elektrolytických nebo metalurgických procesech“ (26)

Jelikož systém Power to Gas využívá elektřinu k elektrolytickému štěpení vody na vodík a kyslík, je od této daně osvobozen.

- Platba za podporu elektřiny a tepla
165/2012 Sb. § 28

„(5) Cenu na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny hradí s výjimkou množství elektřiny spotřebované pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren, spotřebované zákazníkem v ostrovním provozu na území České republiky prokazatelně odděleném od elektrizační soustavy, spotřebované pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny a spotřebované pro pokrytí ztrát v přenosové a distribuční soustavě.“ (24)

Zde se jedná také o vysoký poplatek, kterého se zbavíme rovněž vlastní technologickou spotřebou.

- Platba za Systémové služby
408/2015 Sb. Příloha č. 20

„5. Podklad pro fakturaci distribučních služeb za spotřební část výroby má snížený celkový odběr z distribuční soustavy o výrobcem udanou technologickou vlastní spotřebu v položkách za systémové služby a v složce ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie v případě, že snížení je součástí vyúčtování.“ (25)

Systémové služby se neplatí při technologické vlastní spotřebě, nebo pokud je technologie součástí systémových služeb.



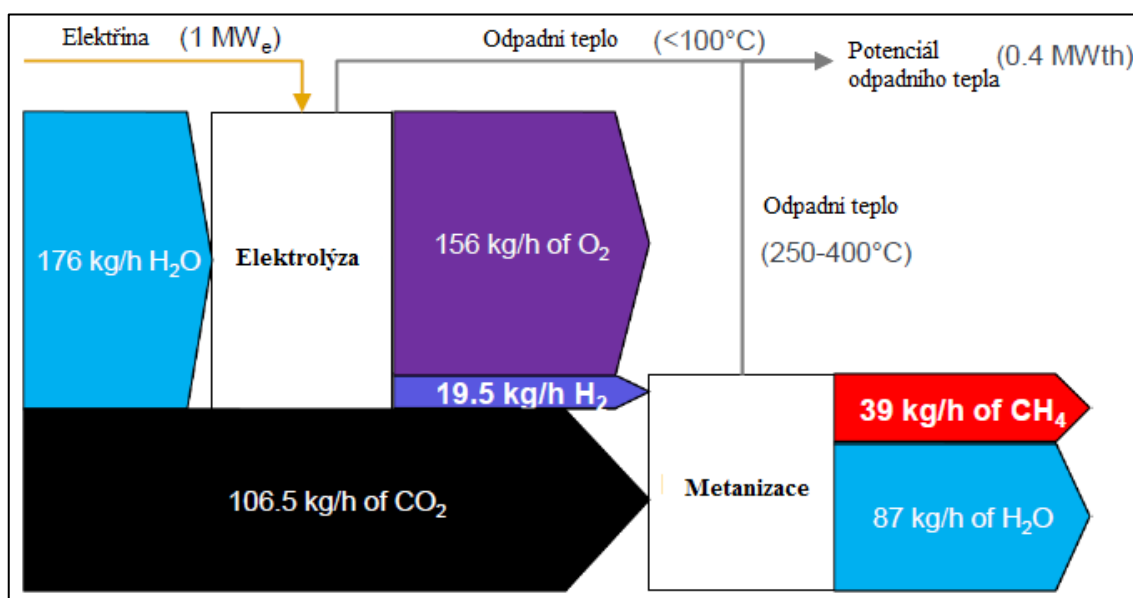
Na základě daného výčtu ze zákonů je nejlepší přidružit systém Power to Gas k nějaké výrobně elektrické energie a využívat její elektřinu. V tom případě nemusí platit žádné poplatky. Ovšem tehdy by bylo nejspíše jednodušší regulovat výkon výroby než instalovat drahý systém P2G. Druhou možností je, aby systém P2G byl technologickou vlastní spotřebou výroby. Tehdy je systém osvobozen od všech poplatků, kromě poplatku za použití sítí v době čerpání ze sítě. Navíc ale může odebírat elektřinu ze sítě v době, kdy výroba elektřiny není v provozu nebo vyrábí málo elektřiny.

V této kapitole jsem nastínil určité legislativní aspekty, kterými by bylo možné eliminovat část regulovaných poplatků. Před realizací je ovšem potřeba projednat veškeré výše uvedené aspekty s právníky a se zodpovědnými státními orgány, aby nás nějaká jejich stanoviska nepřekvapila.



7 Systém vtláčení metanu do plynové soustavy

Tento typ systému lze anglicky nazvat Power to Methane (P2M). Systém, u kterého posledním krokem vzniká metan, má celkovou účinnost nižší než při vytváření jen vodíku. Za tuto cenu však získáme skoro neomezenou kapacitu v plynové soustavě. Také dokážeme v určité lokalitě snížit množství vypouštěného oxidu uhličitého. Tím získáme produkt, který je v aktuální době lépe využitelný, dopravitelný a bezpečnější než vodík. To vše za zhruba 10% ztrátu účinnosti. Hlavní vstupy a výstupy do systému jsou vyobrazeny na Obr. 22. Zároveň se jedná i o hlavní části variabilních provozních nákladů a výnosů. Cílem je zužitkovat opět kromě metanu i další produkty. Hlavně odpadní teplo, které má z metanizace vysokou teplotu. Voda se dá znovu po pročištění využít pro elektrolýzu. Zároveň ušetříme i na povolenkách za snížení emisí oxidu uhličitého. Podobně jako u systému, kde jsme vytvářeli pouze vodík, lze využít i kyslík na lepší spalování v teplárně.



Obr. 22 Hmotnostní bilance sloučenin Power to Methane (22)

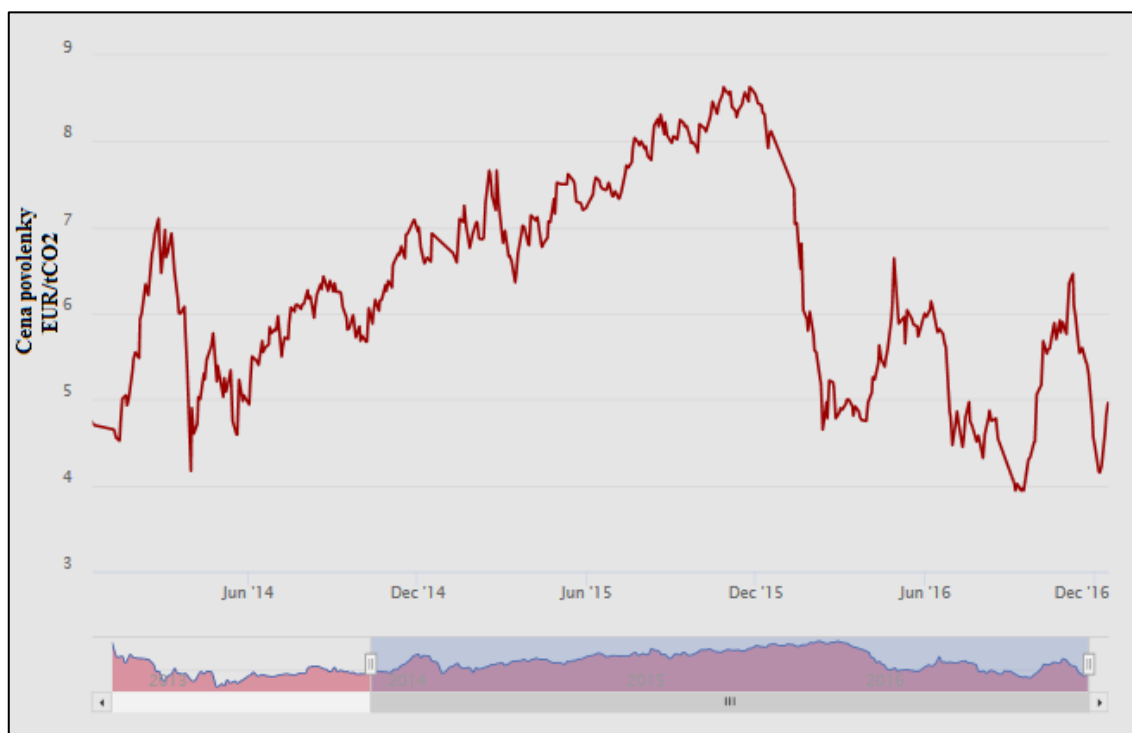


7.1 Výnosová strana technologie Power to Methane

Výnosy ze systému, který vytváří metan, jsou obdobného typu jako u systému, kdy vytváříme pouze vodík. Máme výnos za vtláčení metanu do distribuční soustavy zemního plynu, ve výši ceny MWh zemního plynu, tedy 18 €/MWh viz. kapitola 6.1. Zde opět zanedbám náklad na zúčtování denní odchylky zemního plynu. Množství energie bude nižší, jelikož část se přemění na využitelné odpadní teplo a ztráty. Dále budeme mít větší množství odpadního tepla, jelikož při metanizace je exotermní reakce. Máme možnost využití i odpadního kyslíku. Odpadní produktem metanizace je i voda, kterou započítám vůči nákladům na vodu pro elektrolýzu. Navíc budeme mít ekologický přínos oceněný cenou emisních povolenek.

7.1.1.1 Výnosy ze snížení nákupu emisních povolenek

Pro metanizaci je potřeba oxidu uhličitého, který se vytahuje ze spalin konvenčních elektráren. Oxid uhličitý se tedy nevypouští do vzduchu, tudíž není potřeba nakupovat tolik emisních povolenek. Tato, i když malá, úspora se projeví také v ekonomičnosti systému. Na Obr. 23 jde vidět vývoj cen emisních povolenek v EU.



Obr. 23 Cena emisních povolenek v EUR za tunu CO₂ od konce roku 2013 do konce roku 2016 (27)

Z Obr. 23 lze vidět, že jde těžko předpokládat tendenci vývoje ceny emisní povolenky. Celý trh ví, že cena emisní povolenky je příliš nízká a měla by se pohybovat kolem alespoň 15 €/tCO₂, aby se docílil alespoň přechod z uhelných elektráren na plynové. Bohužel trh je přesycen emisními povolenkami, jelikož plno států, včetně České republiky je dostává zdarma. Naštěstí pro systém Power to Gas se nejedná o hlavní výnos, takže menší rozdíl v ceně emisní povolenky



nemá na ekonomičnost systému velký vliv. Nyní se cena emisní povolenky drží okolo 5 € za tunu CO₂. Standardně tedy budu počítat s 5 €/tCO₂. Při kurzu 27 CZK/EUR se jedná o 135 CZK/tCO₂. Pro možnost lepšího investičního rozhodnutí je potřeba vytvořit citlivostní analýzu na cenu emisních povolenek.



7.2 Nákladová strana technologie Power to Methane

Systém, který přetváří elektřinu na metan, bude mít vyšší náklady jak investiční tak provozní oproti systému na výrobu pouze vodíku. Budu tedy vycházet z části ze stejných dat jako v kapitole 6.2.

7.2.1 Investiční náklady

Hlavním investičním nákladem bude opět elektrolyzační jednotka. Dále bude potřeba zajištění systému zachytávání CO₂ a metanizační jednotky. Je velmi složité zjistit přesnou cenu těchto technologií, proto jsem využil kontaktů v německém RWE, kteří systém již kupovali a instalovali. Od Dr. Thorstena Lieseho jsem dostal informaci, že cena metanizační jednotky je zhruba 20 % ceny elektrolyzační jednotky. Ve stejné výši se pohybuje i cena systému na zachytávání CO₂ dle Dr. Petra Mosera, který je vede oddělení zabývající se technologiemi snižování emisí. Pro zjednodušení budu počítat s investičními náklady 140 % ceny elektrolyzační jednotky pro systém Power to Methane. (12) (15)

7.2.1.1 Rezerva

Stejně jako u investičních nákladů Power to Hydrogen i zde budu počítat s finanční rezervou 10 % pro případné nečekané vícenáklady. Pro systém o výkonu 1 MW by se mělo jednat o zhruba 40 mil. Kč.

7.2.2 Provozní náklady

I u systému na vytváření metanu z elektřiny je potřeba rozdělit provozní náklady na stálé a variabilní.

Stálé náklady vyřešíme jako v kapitole 6.2.2, tedy váženými provozními náklady, které budou činit 2 % z investičních nákladů systému Power to Methane vč. rezervy. Budou brát v úvahu i životnost a počet moto-hodin systému. Pro zjednodušení budu brát, že životnost a počet moto-hodin jsou pro zachytávání CO₂ a metanizaci stejné jako pro elektrolyzační jednotku. Vycházím tedy opět z Tab. 10.

Mezi variabilní náklady budu počítat cenu elektřiny, vody, tepla nutného pro zachytávání CO₂. Teoreticky by se dal brát jako variabilní náklad vodík pro metanizaci. Vodík, ale mohu vypustit, jelikož je ve stejné výši i ve výnosech z elektrolýzy.

7.2.2.1 Cena vody

Cena vody je také počítána stejným způsobem jako v kapitole 6.2.2.1, pouze bude potřeba zhruba o polovinu méně vody. Daná polovina se vrátí zpět do systému po metanizaci, jak lze vidět z hmotnostní bilance na Obr. 22.



7.2.2.2 Cena elektřiny

Cenu elektřiny jsem rozebral již v kapitole 6.2.2.2. Systém Power to Methane bude uplatňovat stejná pravidla pro cenu elektřiny jako Power to Hydrogen.

7.2.2.3 Cena tepla nutného pro zachytávání CO₂

Pro zachycení oxidu uhličitého ze spalin je potřeba tepelné energie. Při správně navrženém systému, lze využít i namixované odpadní teplo z metanizace a elektrolýzy. Samozřejmě se jedná o teoretické nastavení. V reálném případě při již existující teplárně je možnost veškeré potřebné teplo brát z teplárny a naopak veškeré odpadní teplo dodávat do teplárny. Jelikož zachytávání oxidu uhličitého může probíhat pouze v době chodu teplárny. Pro zachycení 1 tuny CO₂ je potřeba zhruba 400 kWh_t dle testů a zkušeností Dr. Petra Mosera. (15) Podobnou hodnotu, 383 kWh/tCO₂, zmiňují autoři článku pojednávajícím o optimalizaci zachytávání oxidu uhličitého. (28) Pro své výpočty tedy budu počítat s hodnotou 0,4 kWh pro zachycení 1kg CO₂.



8 Výpočet ekonomické efektivity variant systémů

Abych mohl jednotlivé varianty správně ekonomicky posoudit je potřeba definovat ještě další parametry. Převážně se jedná o finanční ukazatel, čistou současnou hodnotu, kterým budu systém hodnotit. Ke správnému vypočítání a vyhodnocení tohoto ukazatele budu potřebovat ještě stanovit sazbu daně z příjmu, diskontní sazbu a stanovit odpisovou skupinu pro technologii.

Diskontní sazba

Diskontní sazba má vliv na současnou hodnotu budoucích peněz. Běžně se vychází z průměrného nákladu kapitálu (Wighted Average Cost of Capital, WACC). Jelikož počítám projekt, který je pro společnost innogy Energie, s.r.o., budu se řídit výší její interní diskontní sazby, ta má momentální výši 8 %.

Odpisy

Dle zákona č. 586/1992 Sb., o daních z příjmů se musí dlouhodobý hmotný majetek (DHM) odpisovat. Ten je rozdělen do šesti odpisových skupin, které mají předepsanou dobu odpisování dle typu DHM. Já využiji pro celý projekt P2G jen třetí odpisovou skupinu. Ta se odepisuje 10 let.

Mám na výběr dva způsoby daňového odpisování:

- Rovnoměrné – rovnoměrně rozložené po dobu odpisování
- Zrychlené – v prvních letech jsou odpisy vyšší

Pro zjednodušení si vyberu rovnoměrné daňové odpisy. Roční odpis pro daný rok počítám z níže uvedeného vzorce:

$$O_n = \frac{PC * k}{100} \quad [\text{Kč}] \quad (1)$$

kde	O	je odpis v daném roce	[Kč]
	PC	počáteční cena	[Kč]
	k	koeficient dle odpisové skupiny	[-]
	n	odpisový rok	[-]

Koeficienty pro 3. odpisovou skupinu jsou pro 1. rok odpisování 5,5 a pro další roky 10,5. Pokud je poplatník prvním vlastníkem, může u 3. odpisové skupiny využít zvýšenou roční odpisovou sazbu o 10 %. To mi umožňuje §31 zákona č. 586/1992 Sb. Mé použité koeficienty tedy budou 15,4 pro první rok a 9,4 po zbylých 9 let. (29)



Čistá současná hodnota (NPV)

Tato finanční veličina vyjadřuje současnou hodnotu budoucích peněžních toků. Hlavní výhodou je časové zohlednění peněz. K výpočtu NPV potřebuji znát budoucí finanční toky, diskontní míru, neboli procentuální vyjádření úniku příležitosti jiné investice. Vzorec pro výpočet NPV:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1-r)^t} \quad [\text{Kč}] \quad (2)$$

kde	T	počet let životnosti projektu	[-]
	r	diskontní míra	[-]
	CF	generovaný peněžní tok v daném roce	[Kč]
	t	daný rok	[-]

Projekt je přijatelný, pokud NPV je větší nebo rovno nule. (30)



8.1 Ekonomická efektivnost systému Power to Hydrogen

V předchozí kapitole 6 jsme si specifikovali očekávané výnosy a náklady systému P2H. Nyní rozebereme ekonomicky jednotlivé varianty P2H při různých hodnotách spínání systému, různé platbě za distribuční poplatky, různých technologiích elektrolýzy a v neposlední řadě i citlivostní analýzy na vstupní předpoklady.

Vstupní ekonomické předpoklady stanovené pro počáteční výpočty v Tab. 13 jsou v Tab. 11 a Tab. 12. Díky těmto předpokladům jsme schopni nalézt optimální velikost systémové odchylky v hodině H-1 pro spuštění systému P2H.

Předpoklady	
1. Investiční náklady	-27 621 000 Kč
2. Výkon elektrolýzérů [kW]	1 000
3. Typ elektrolýzy	Alkalická
4. Cena systému P2H vč. rezervy [€/kW]	1 023
5. Směnný kurz [CZK/EUR]	27
6. Diskontní sazba	8,0%
7. Výše dotace	0%
8. Sazba daně z příjmu	19%
9. Zvýšení nákladů nad systém P2G	10%
10. Fixní vážené provozní náklady z investičních nákladů	2,00%
11. Cena zemního plynu/vodíku [€/MWh]	18
12. Cena vody pro elektrolýzu [CZK/kg]	0,064
13. Cena kyslíku [CZK/kg]	0
14. Cena vodíku z ceny zemního plynu [€/kg]	0,71

Tab. 11 Ekonomické předpoklady pro výpočty P2H v Tab. 13 (vlastní)

Tok sloučenin				
Elektrolýza				
Vstup		>	Výstup	
-1000,0 kWh/h			18,9 kg/h H ₂	
-169,8 kg/h H ₂ O			150,9 kg/h O ₂	
			128,1 kWh/h	
Finanční tok				
Elektrolýza				
Vstup		>	Výstup	
X CZK/h			361,4 CZK/h	
-10,9 CZK/h			0,0 CZK/h	
			62,3 CZK/h	

Tab. 12 Tok sloučenin a finanční tok u elektrolýzy

Za výše uvedených předpokladů jsem vytvořil citlivostní analýzu výše NPV v závislosti na počtu hodin spuštění systému P2H a průměrné ceny za silovou elektřinu. Díky těmto údajům jsem schopný nalézt optimální velikosti systémové odchylky v hodině H-1 pro spuštění systému P2H. Distribuční poplatky počítám pro připojení na vysoké napětí v distribuční zóně ČEZ distribuce.



Bod spouštění - systémová odchylka H-1 nižší než [MWh]	Počet hodin spuštění P2H	Průměrná cena silové elektřiny bez portfolia [Kč/MWh]	Průměrná cena silové elektřiny s portfoliem [Kč/MWh]	NPV při platbě veškerých distribučních poplatků kromě daně z elektřiny [Kč]	NPV při využití technologické spotřeby (platíme pouze za využití sítí) [Kč]	NPV při využití vlastní elektřiny z výroby - neplatíme žádné poplatky za distribuci elektřiny [Kč]
Pro průměrnou cenu s portfoliem						
0	5 114	494	336	-56 350 345	-29 174 833	-27 628 945
-10	4 600	428	260	-54 580 389	-26 225 947	-24 753 895
-20	4 048	359	181	-52 845 449	-23 611 547	-22 254 394
-30	3 507	301	109	-51 955 580	-21 563 098	-20 321 210
-40	3 005	251	43	-51 253 715	-20 046 488	-18 937 357
-50	2 558	203	-23	-49 912 269	-19 124 658	-18 180 449
-60	2 153	171	-75	-49 345 199	-18 938 226	-18 143 617
-70	1 795	140	-127	-49 060 545	-18 989 828	-18 327 377
-80	1 508	114	-177	-48 913 270	-19 111 653	-18 554 966
-90	1 272	86	-229	-48 918 032	-19 337 847	-18 868 187
-100	1 079	66	-271	-49 030 942	-19 632 270	-19 233 950
-110	908	46	-317	-49 201 411	-19 963 118	-19 627 832
-120	772	25	-363	-49 375 604	-20 265 052	-19 979 971
-130	648	9	-407	-49 617 302	-20 623 922	-20 384 894
-140	549	-2	-445	-49 860 222	-20 959 595	-20 757 021
-150	473	-23	-488	-50 034 153	-21 204 910	-21 030 391

Tab. 13 Čistá současná hodnota systému P2H při předpokladech z Tab. 11 a Tab. 12 různých bodů spuštění (vlastní)

Jelikož není vyvážená cena za odchylku, kdy při zhoršení situace se platí daleko více, než kolik se dostane za zlepšení situace v síti, je výhodnější nepočítat systém P2H samostatně, ale přidružit ho k portfoliu obchodníka. Ve správný okamžik obchodník eliminuje placení za penalizaci. Úspora je vyšší, než samostatná odměna za zlepšení situace v síti. Průměrná cena silové elektřiny s portfoliem je v našem případě o cca 200 Kč nižší než bez portfolia dle Tab. 13. Pro následující výpočty budu pracovat i s portfoliem obchodníka, abych zlepšil ekonomickou situaci systému P2H. Co především ovlivňuje optimální bod, je rozdílná výše plateb za distribuční poplatky. Pokud vezmeme příklad při roční době využití maxima 2500 hodin, tak při platbě veškerých distribučních poplatků má systém velké variabilní náklady. Za MWh spotřebované elektřiny zaplatí zhruba 1 446 Kč. Přitom při zařazení systému do technologické spotřeby se jedná pouze o 42 Kč/MWh. Při spotřebě vlastní výroby se za distribuci nezaplatí nic. Proto je velký rozdíl optimálního bodu spuštění při platbě veškerých distribučních poplatků, kde optimální velikost systémové odchylky v H-1 bude mezi -80 až -90 MWh. Pro technologickou vlastní spotřebu se budeme pohybovat optimálně kolem -60 až -70 MWh. V rozmezí -50 až -60 MWh bude optimum

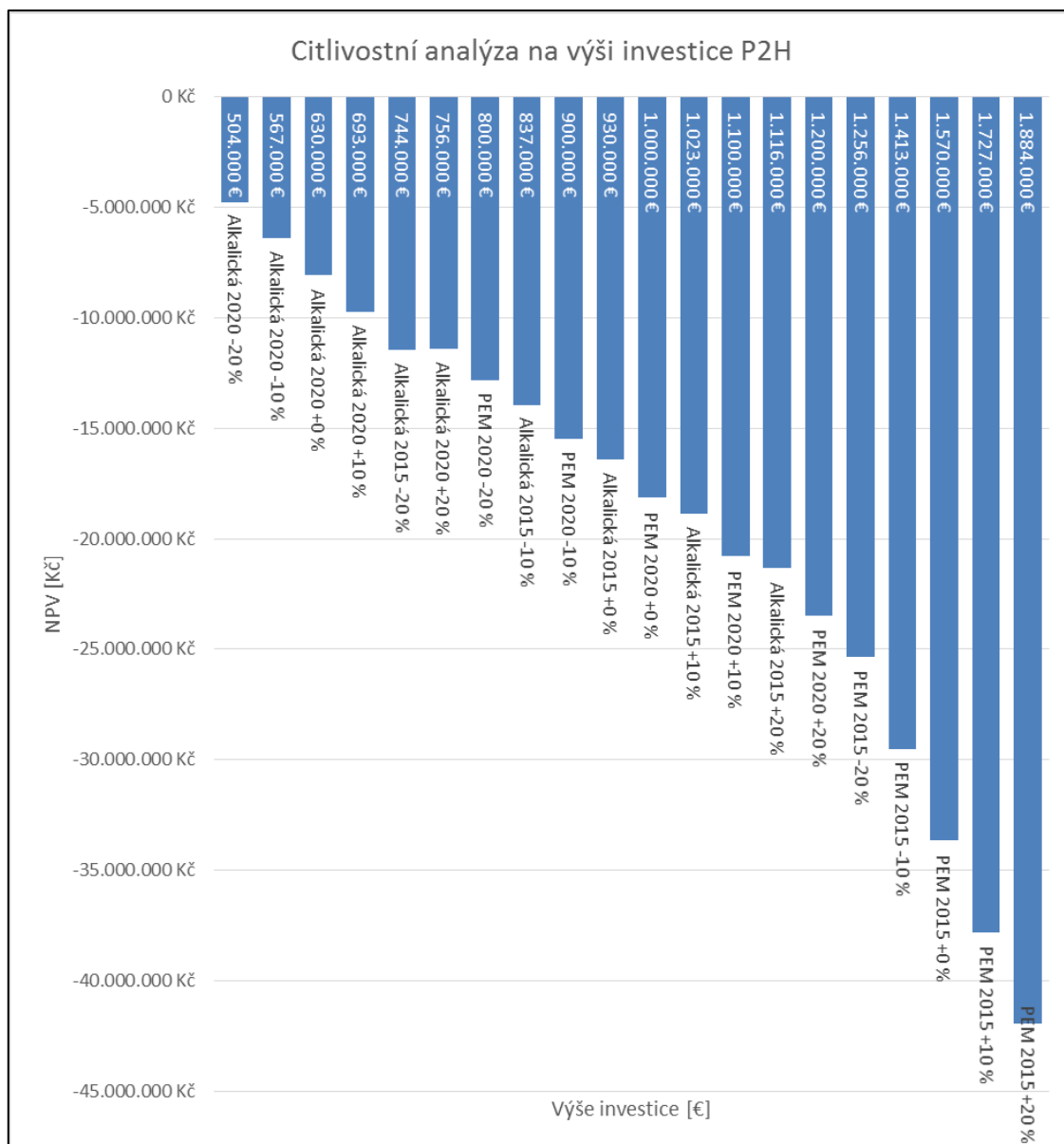


u využití elektřiny z vlastní výroby. Z výpočtů z Tab. 13 vyplývá, že výše distribučních poplatků velmi ovlivňuje ekonomiku systému P2H. Přesnou velikost optimální odchylky H-1 jsem dopočítal stejným systémem. Jejich výše jde vidět v Tab. 14.

	NPV [Kč]	Bod spuštění systémová odchylka H-1 nižší než [MWh]	Počet hodin spuštění P2H	Průměrná cena silové elektřiny s portfoliem [Kč/MWh]
Platba veškerých distribučních poplatků kromě daně z elektřiny [Kč]	-18 059 119	-81	1 481	-186
Využití technologické spotřeby [Kč]	-18 873 328	-63	2 046	-92
Využití vlastní elektřiny z výroby [Kč]	-48 865 050	-57	2 274	-62

Tab. 14 Optimální body spuštění systému P2H (vlastní)

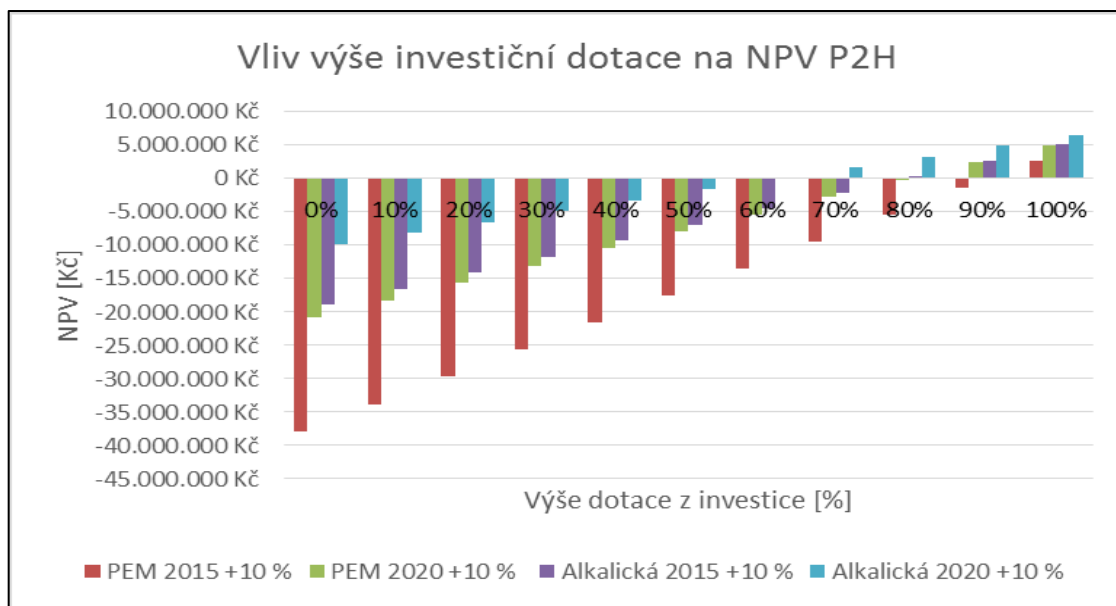
Když jsem stanovil optimální body spuštění systému, mohu vytvořit citlivostní analýzy na různé vstupní předpoklady. Pokud budeme platit většinu poplatků za distribuci, je při předpokladech z Tab. 11 provozní výsledek záporný (- 2 837 403 Kč/rok). Při využití pouze vlastně vyrobené elektřiny jsme příliš závislí na výrobě, proto pro další propočty budu počítat, že systém P2H je využíván jako technologická vlastní spotřeba výroby. Určitá část vstupů nebude mít vliv na optimální bod spuštění, ale pouze na NPV. Jedná se převážně o investiční náklady, diskontní sazbu či výše dotace. Jsou však předpoklady, které když změníme, tak se změní i optimální bod spuštění. Jedná se převážně o variabilní části, tedy ceny jednotlivých komodit. Pro zjednodušení však i v těchto citlivostních analýzách budu využívat bodu spuštění z Tab. 14, i když výsledky při jiném bodu spuštění by mohly být lepší.



Obr. 24 Citlivostní analýza na celkovou cenu systému P2H – typ elektrolýzy, roku nákupu a výše rezervy (vlastní)

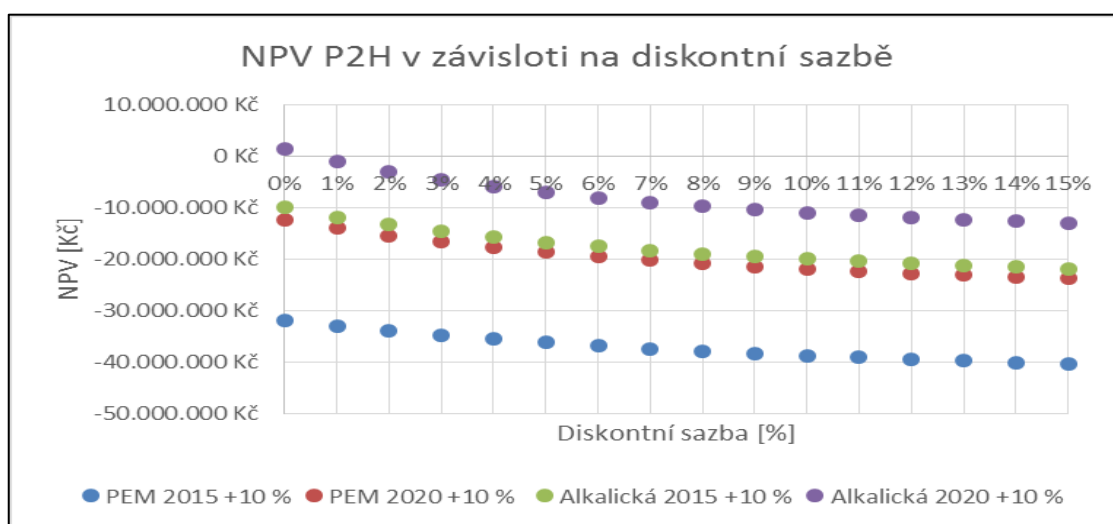
První citlivostní analýzu na Obr. 24 jsem vytvořil na typ elektrolýzy, roku nákupu a rezervy, tedy na investiční náklady. Lze vidět, že díky nižším investičním nákladům je ekonomičtější momentálně využívat alkalickou elektrolýzu. I když má PEM elektrolýza vyšší účinnost, není to rozhodující, jelikož rozdíl provozních výnosů z většího množství vodíku nepokryjí velký rozdíl investičního nákladu alkalické a PEM technologie.

Podobnou citlivostní analýzu vytvořím ještě na výši dotace. Jelikož se jedná o docela nový technologický systém v energetice, je v rámci Evropy množství podpůrných programů, které nabízejí různé výše investiční podpory. Podpora se pohybuje až k 70 % investičních nákladů pro podnikovou sféru nebo až 100 % pro výzkum. Procento dotace zvýší NPV o 160–400 tis. Kč. (31)



Obr. 25 Citlivostní analýza výše investiční dotace na různou cenu a technologii systému P2H (vlastní)

Z citlivostní analýzy na Obr. 25 lze vidět, že teprve investiční dotace skoro ve výši investice P2H, dostane ekonomiku systému P2H do černých čísel. Pro dobrou investici do P2H nestačí tedy pouhá dotace, ale je potřeba i zužitkování ostatních výstupních produktů. Pomůže i případné snížení diskontní sazby. To lze vidět na citlivostní analýze na Obr. 26. Rozdíl mezi 1% až 15% diskontní sazbou dělá rozdíl NPV zhruba 8,5–14,5 mil. Kč. Rozpětí mezi jednotlivými procenty je od 270 tis. Kč až po 2,3 mil. Kč. Zároveň vidíme, že prostou návratnost splní za životnost pouze alkalická elektrolýza zakoupena v roce 2020. Ostatní varianty se za předpokládanou životnost ani nezaplatí.

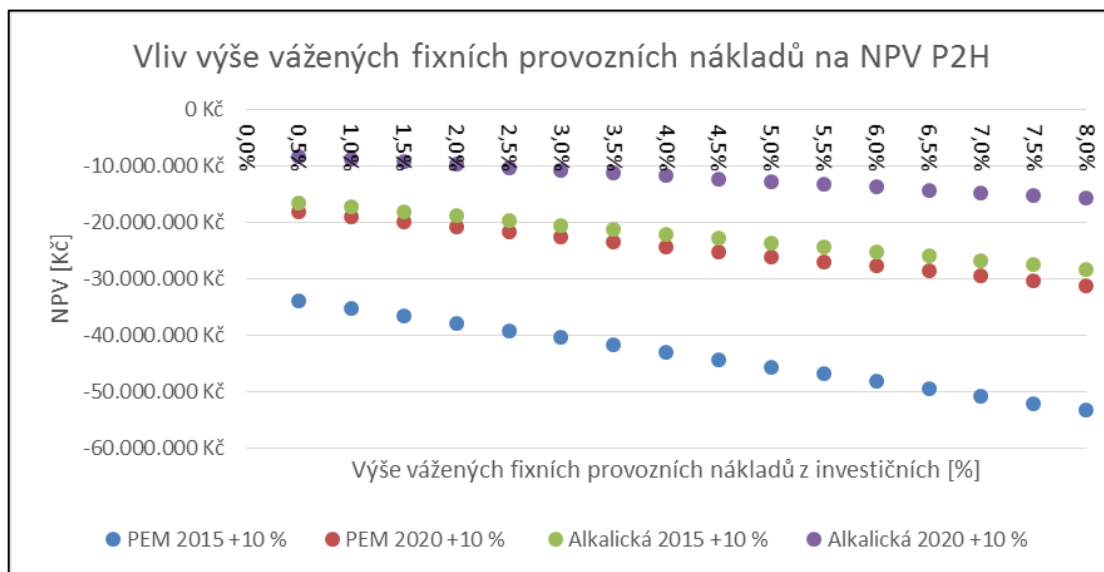


Obr. 26 Citlivostní analýza diskontní sazby na různou cenu a technologii systému P2H (vlastní)

Dalším prvkem, který se může lišit, jsou fixní provozní náklady. V mém předpokladu se jedná převážně o 2 % z investičních nákladů, což činí zhruba 374 tis. Kč/rok pro alkalickou elektrolýzu zakoupenou v roce 2020 až po cca 933 tis. Kč pro PEM elektrolýzu zakoupenou

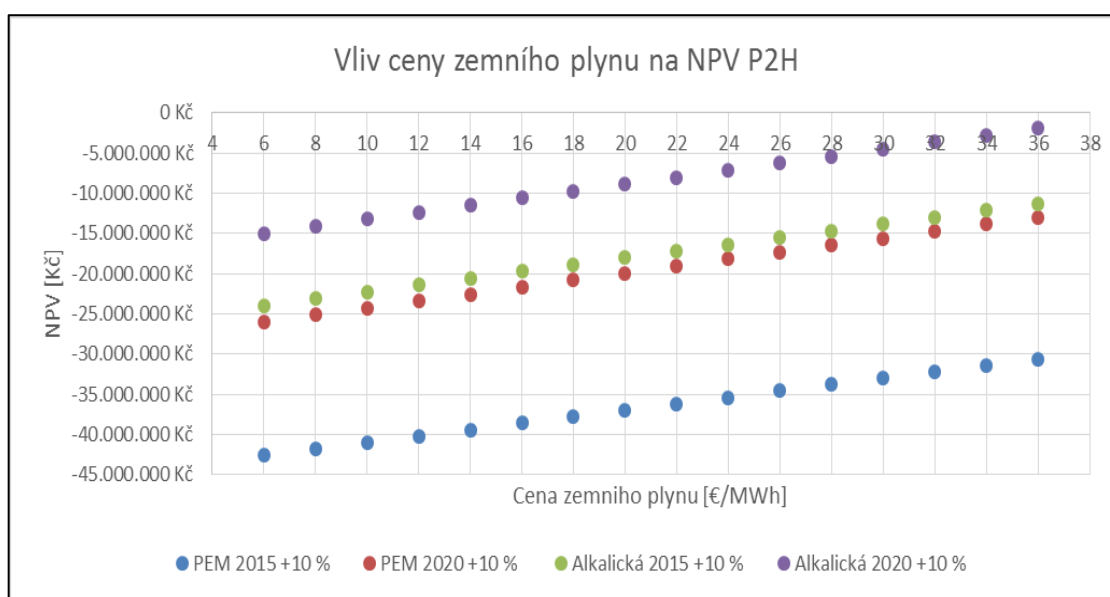


o 1 % má vliv 1–2,6 mil. Kč na NPV. Samozřejmě při vyšší investici má tato změna i vyšší vliv.



Obr. 27 Citlivostní analýza na procentuální výši fixních provozních nákladů z investičních P2H (vlastní)

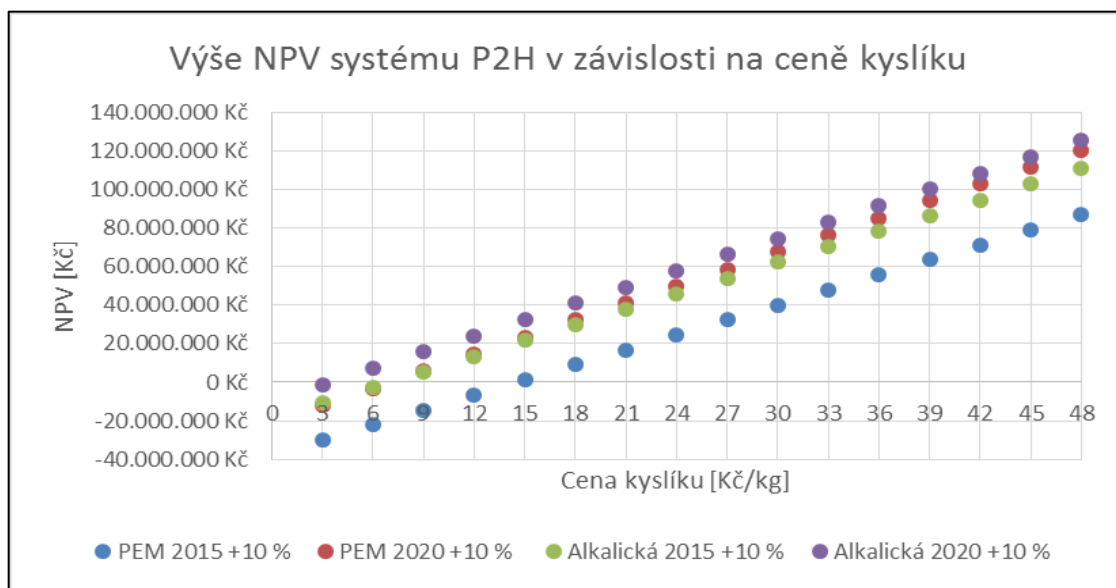
Velký vliv na celkový výnos systému P2H je cena vodíku, která je svázaná s cenou zemního plynu, pokud dodáváme vodík do plynové distribuční soustavy. Jak bylo vidět na Obr. 21 cena zemního plynu od roku 2013 až 2016 se pohybovala mezi 10 € až 30 € za MWh. Proto následující citlivostní analýza na Obr. 28 má velkou důležitost. Je nutno upozornit, že při změně ceny zemního plynu se s největší pravděpodobností změní i rozhodovací bod spouštění systému P2H. Při nižší ceně než 18 €/MWh bude využívat systém P2H menší počet hodin a cena za elektřinu bude nižší. Při ceně vyšší než 18 €/MWh se bude systém P2H využívat častěji i při nižší průměrné ceně elektřiny.



Obr. 28 Citlivostní analýza na cenu zemního plynu P2H (vlastní)



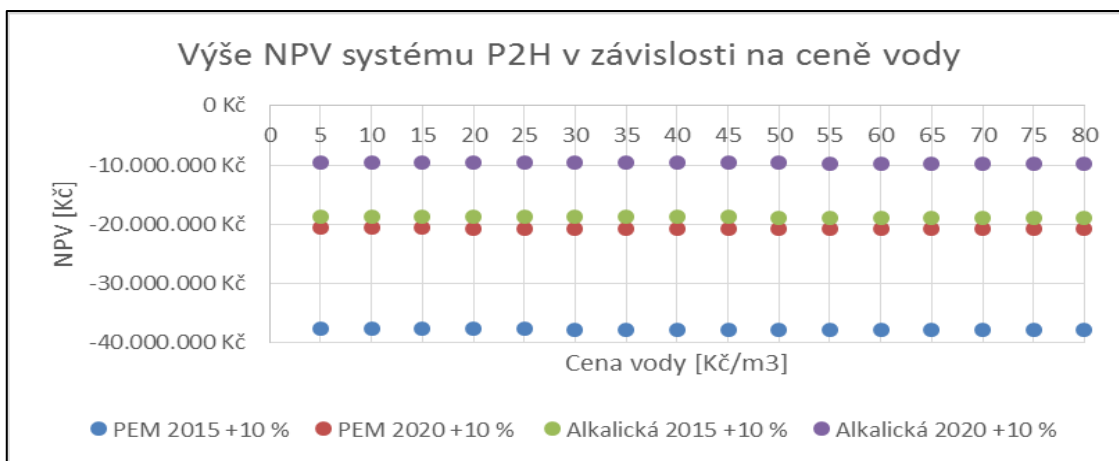
Rozdíl ceny zemního plynu o 1 €/MWh má vliv na NPV zhruba ve výši 400–435 tis. Kč v závislosti na účinnosti elektrolýzy. Z elektrolýzy je výstupním produktem kromě vodíku i kyslík. Ten jsem v první fázi nepočítal mezi výnosy, i když za příhodných podmínek určitě svoji hodnotu má. Vytvořím tedy citlivostní analýzu na cenu kyslíku. Cena kyslíku v lahvích se pohybuje kolem 100 Kč za kg ovšem včetně plnění a dopravy. (32) V případě pouhé výroby a využití pro spalování bude cena mnohem nižší. Reálná hodnota vyrobeného kyslíku pro průmyslový sektor se dá očekávat pod 10 Kč/kg. (33)



Obr. 29 Citlivostní analýza na cenu kyslíku využitelného z elektrolýzy P2H (vlastní)

Při elektrolýze vzniká velké množství kyslíku. Ocenění kyslíku jakoukoliv sumou má velký vliv na ekonomičnost systému. Cena kyslíku navýšená o 1 Kč/kg znamená NPV o 2,6–2,8 mil. Kč vyšší v závislosti na účinnosti elektrolýzy. Opět se ukazuje, že pro ekonomickou stránku projektu je potřeba využít všech „odpadních“ produktů a nezaměřovat se pouze na vodík. Možná právě využití kyslíku bude klíčem k ekonomice systémů Power to Gas.

Poslední citlivostní analýzu systému P2H vytvořím pro cenu vody, která byla primárně stanovena na 64,34 Kč za m³. Cena obsahuje vodné a stočné pro pitnou vodu. Reálně nejspíš nebudeme potřebovat stočné a nemusí se jednat o pitnou vodu, jelikož sami budeme vodu před použitím demineralizovat. Proto budu citlivostní analýzu provádět převážně pro nižší cenu. Analýza je na straně 59 na Obr. 30.



Obr. 30 Citlivostní analýza na cenu vody P2H (vlastní)

Z citlivostní analýzy na Obr. 30 je vidět, že cena vody nemá značný vliv na ekonomiku systému P2H. Snížení ceny vody o 1 Kč se projeví zvýšením NPV o pouhé 3 000 Kč.

V následující kapitole 8.2 vypočítám ekonomickou efektivnost včetně citlivostních analýz pro systém Power to Methan podobným způsobem jako pro Power to Hydrogen.



8.2 Ekonomická efektivnost systému Power to Methane

Systém ekonomického ohodnocení P2M vyhodnotím podobně jako P2H v kapitole 8.1. Rozebereme ekonomicky jednotlivé varianty P2M při různých hodnotách spínání systému, různé platbě za distribuční poplatky, různých technologiích elektrolýzy a v neposlední řadě i citlivostní analýzy na vstupní předpoklady. Očekávané výnosy a náklady systému P2M vychází z kapitoly 6 a 7.

Vstupní ekonomické předpoklady stanovené pro počáteční výpočty v Tab. 17 jsou v Tab. 15 a Tab. 16. S těmito předpoklady jsme schopni nalézt optimální velikost systémové odchylky v hodině H-1 pro spuštění systému P2M. Předpoklady jsou stejné jako u P2H, pouze se navýšila investice o 40 % z potřeby instalace systému na zachytávání CO₂ a metanizační jednotky. Do předpokladů jsem přidal ještě cenu emisní povolenky, která má vliv na ekonomický výsledek.

	Předpoklady
1. Investiční náklady	-38 669 400 Kč
2. Výkon elektrolýzérů [kW]	1 000
3. Typ elektrolýzy	Alkalická
4. Cena systému P2M vč. rezervy [€/kW]	1 432
5. Cena metanizace z ceny elektrolýzérů	20%
6. Cena zachytávání CO ₂ z ceny elektrolýzérů	20%
7. Směnný kurz [CZK/EUR]	27
8. Diskontní sazba	8,0%
9. Výše dotace	0%
10. Sazba daně z příjmu	19%
11. Zvýšení nákladů nad systém P2G	10%
12. Fixní vážené provozní náklady z investičních nákladů	2,00%
13. Cena zemního plynu/vodíku [€/MWh]	18
14. Cena vody pro elektrolýzu [CZK/kg]	0,064
15. Cena kyslíku [CZK/kg]	0
16. Cena vodíku z ceny zemního plynu [€/kg]	0,71

Tab. 15 Ekonomické předpoklady pro výpočty P2M v Tab. 17 (vlastní)

Na základě výše uvedených předpokladů, hmotnostní bilance z Obr. 22, předpokládaných účinností a odborných odhadů Dr. T. Lieseho a Dr. P. Mosera, jsem vytvořil Tab. 16 na straně 61. Jedná se o zachycení toku základních sloučenin a energií v systému Power to Methan. Dále jsem energie a sloučeniny vyhodnotil i finančně dle předpokladů z Tab. 15.



Tok sloučenin										
Zachytávání CO ₂			Elektrolýza				Metanizace			
Vstup		Výstup	Vstup		Výstup	Input		Output		
	kWhe/h >	114,0 kg/h CO ₂ >	-1000,0 kWhe/h >		20,8 kg/h H ₂ >	-20,8 kg/h H ₂ >		41,6 kg/h CH ₄		
-45,6	kWht/h		-187,5	kg/h H ₂ O	166,7	kg/h O ₂	-114,0	kg/h CO ₂	93,2	kg/h H ₂ O
					89,4	kWht/h		114,0	kWht/h	

Finanční tok										
Zachytávání CO ₂			Elektrolýza				Metanizace			
Vstup		Výstup	Vstup		Výstup	Vstup		Výstup		
	CZK/h >	0,0 CZK/h >	X	CZK/h >	399,1 CZK/h >	-399,1 CZK/h >		311,6 CZK/h		
-22,2	CZK/h		-12,1	CZK/h	0,0	CZK/h	15,4	CZK/h	6,0	CZK/h
					43,5	CZK/h		55,4	CZK/h	

Tab. 16 Tok sloučenin a finanční tok u zachytávání CO₂, elektrolýzy a metanizace (vlastní)

Tab. 15 na straně 60 mi společně s Tab. 16 bude sloužit jako předpoklad, pro zjištění bodu spuštění systému P2M. Vytvořil jsem citlivostní analýzu na výši NPV v závislosti na počtu moto-hodin a průměrné ceny za silovou elektřinu.

Bod spuštění - systémová odchylka H-1 nižší než [MWh]	Počet hodin spuštění P2H	Průměrná cena silové elektřiny bez portfolia [Kč/MWh]	Průměrná cena silové elektřiny s portfoliem [Kč/MWh]	NPV při platbě veškerých distribučních poplatků kromě daně z elektřiny [Kč]	NPV při využití technologické spotřeby (platíme pouze za využití sítí) [Kč]	NPV při využití vlastní elektřiny z výroby - neplatíme žádné poplatky za distribuci elektřiny [Kč]
				Pro průměrnou cenu s portfoliem		
0	5 114	494	336	-69 626 003	-42 450 491	-40 904 603
-10	4 600	428	260	-67 652 343	-39 297 901	-37 825 848
-20	4 048	359	181	-65 697 667	-36 463 765	-35 106 611
-30	3 507	301	109	-64 540 157	-34 147 675	-32 905 787
-40	3 005	251	43	-63 509 161	-32 301 934	-31 192 803
-50	2 558	203	-23	-61 759 935	-30 972 325	-30 028 115
-60	2 153	171	-75	-60 838 825	-30 431 852	-29 637 243
-70	1 795	140	-127	-60 254 757	-30 184 041	-29 521 590
-80	1 508	114	-177	-59 846 352	-30 044 735	-29 488 048
-90	1 272	86	-229	-59 656 469	-30 076 284	-29 606 625
-100	1 079	66	-271	-59 591 156	-30 192 484	-29 794 164
-110	908	46	-317	-59 611 527	-30 373 235	-30 037 948
-120	772	25	-363	-59 668 684	-30 558 131	-30 273 050
-130	648	9	-407	-59 799 788	-30 806 409	-30 567 380
-140	549	-2	-445	-59 955 791	-31 055 164	-30 852 589
-150	473	-23	-488	-60 061 231	-31 231 988	-31 057 470

Tab. 17 Čistá současná hodnota systému P2M při předpokladech z Tab. 15 a Tab. 16 různých bodů spuštění (vlastní)

Stejně jako u systému P2H pro následující výpočty P2M budu pracovat i s portfoliem obchodníka, abych zlepšil ekonomickou situaci systému. Tabulka je opět rozdělena na varianty, kdy je rozdílná

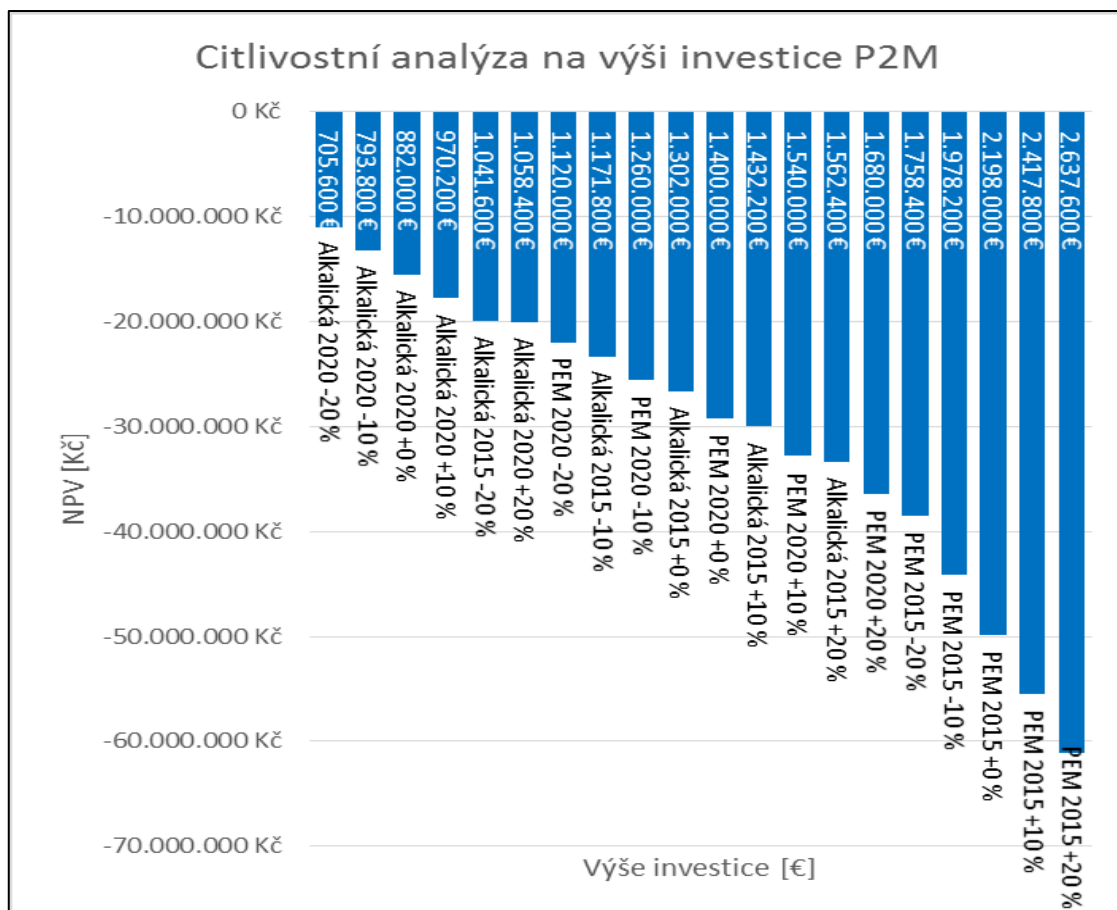


výše plateb za distribuční poplatky. Při platbě veškerých distribučních poplatků se bude maximální velikost systémové odchylky v H-1 pohybovat mezi -100 až -110 MWh. Pro technologickou vlastní spotřebu se budeme pohybovat maximálně kolem -80 až -90 MWh. V rozmezí -70 až -80 MWh bude optimum u využití elektřiny z vlastní výroby. Z výpočtů z Tab. 17 vyplývá, že výše distribučních poplatků velmi ovlivňuje ekonomiku systému P2M. Přesnou velikost optimální odchylky H-1 jsem dopočítal stejným systémem. Jejich výše jde vidět v Tab. 18.

	NPV [Kč]	Bod spouštění systémová odchylka H-1 nižší než [MWh]	Počet hodin spuštění P2H	Průměrná cena silové elektřiny s portfoliem [Kč/MWh]
Platba veškerých distribučních poplatků kromě daně z elektřiny [Kč]	-59 562 966	-106	972	-304
Využití technologické spotřeby [Kč]	-29 997 718	-81	1 481	-186
Využití vlastní elektřiny z výroby [Kč]	-29 450 905	-78	1 567	-169

Tab. 18 Optimální body spouštění systému P2M (vlastní)

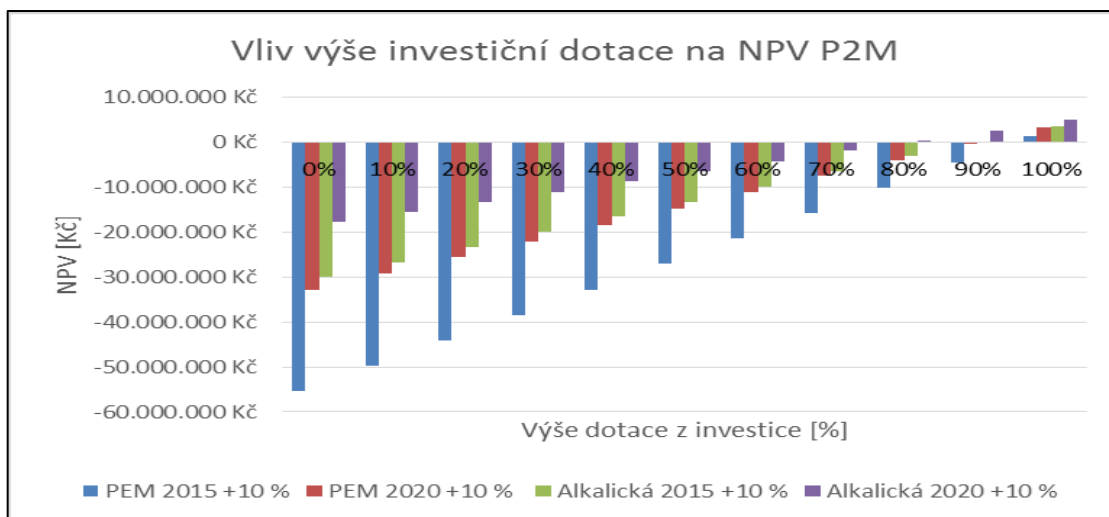
Když jsem stanovil optimální body spouštění systému, mohu vytvořit citlivostní analýzy na různé vstupní předpoklady. Pokud budeme platit většinu poplatků za distribuci, je při předpokladech z Tab. 18 provozní výsledek záporný (- 3 154 001 Kč/rok). Stejně jako u systému P2H budu pro následující citlivostní analýzy počítat, že systém P2M pracuje jako technologická vlastní spotřeba teplárny. Je potřeba si uvědomit, že určitá část vstupů nebude mít vliv na optimální bod spouštění, ale pouze na NPV. Jedná se převážně o investiční náklady, diskontní sazbu či výše dotace. Jsou však předpoklady, které když změníme, tak se změní i optimální bod spouštění. Jedná se převážně o variabilní části, tedy ceny jednotlivých komodit. Pro zjednodušení však i v těchto citlivostních analýzách budu využívat bodu spuštění z Tab. 18, i když výsledky při jiném bodu spuštění by mohly být lepší. Správně by se měl optimální bod znovu přepočítávat po získání nových aktuálních dat.



Obr. 31 Citlivostní analýza na celkovou cenu systému P2M – typ elektrolýzy, rok nákupu a výše rezervy (vlastní)

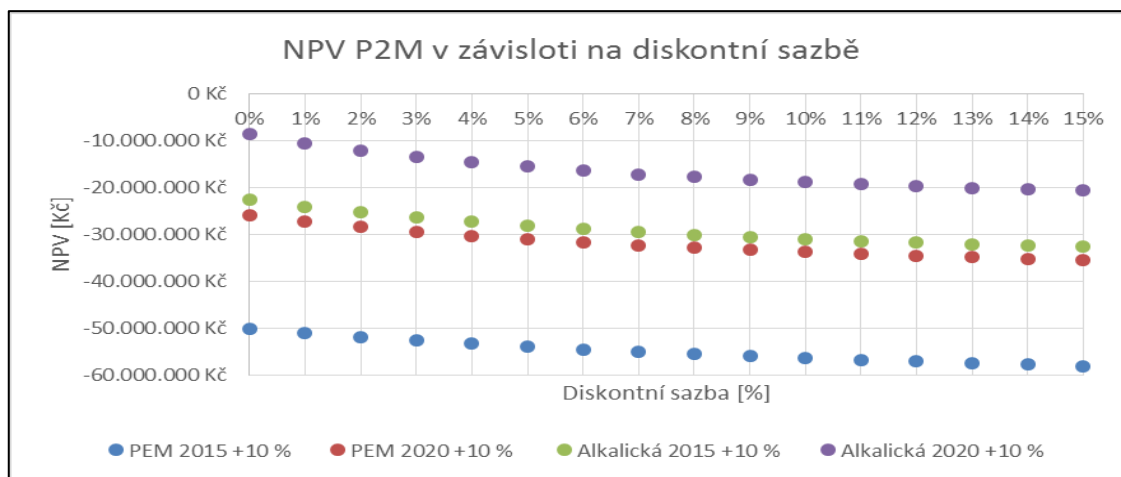
První citlivostní analýzu na Obr. 31 jsem vytvořil na celkovou cenu systému Power to Methan. Do citlivostní analýzy vstupuje i typ elektrolýzy, rok jejího nákupu a výše rezervy, tedy části mající vliv na investiční náklady. Podobně jako u P2H nejlépe vychází alkalická elektrolýza nakoupená s předpokládanou nákupní cenou roku 2020. Opět rozdíl provozních výnosů z většího množství vodíku z PEM elektrolýzéry nepokryjí rozdíl investičního nákladu alkalické a PEM technologie.

Na systém P2M můžeme využít dotační program podobně jako na P2H.



Obr. 32 Citlivostní analýza výše investiční dotace na různou cenu a technologii systému P2M

Podpora se pohybuje až k 70 % investičních nákladů pro podnikovou sféru nebo až 100 % pro výzkum. Neočekávám jinou procentuální výši podpory, když směšujeme vodík či metan v plynárenské soustavě. (31) Z citlivostní analýzy na Obr. 32 na straně 64 lze vidět, že problém u systému P2M je podobný jako u P2H a pro ekonomičnost je potřeba využití většiny výstupních produktů. Citlivostní analýza na výši diskontu je znázorněna na Obr. 33. Rozdíl mezi 1% až 15% diskontní sazbou dělá rozdíl NPV 8–12 mil. Kč. Rozpětí mezi jednotlivými procenty je od 280 tis. Kč až po 1,9 tis. Kč.

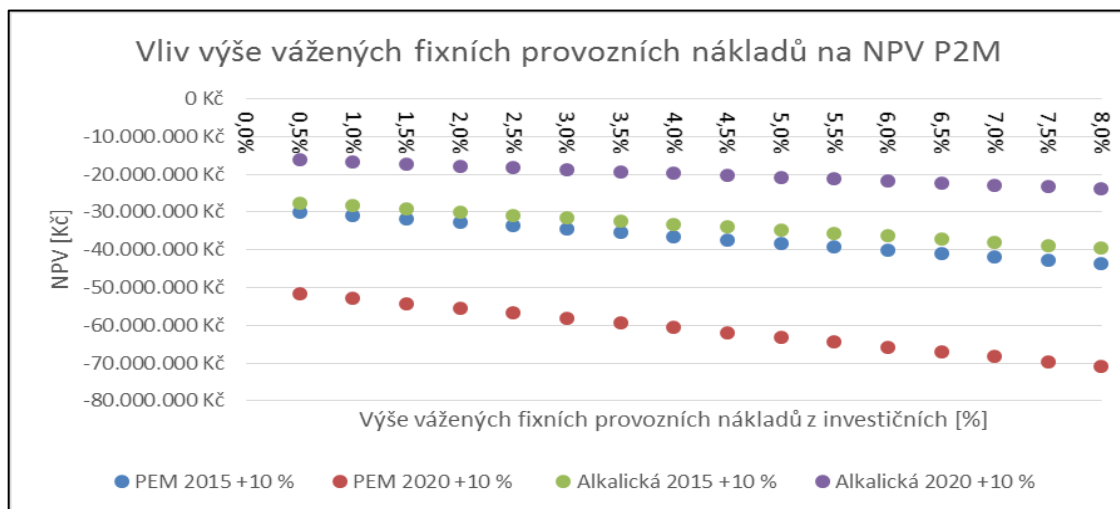


Obr. 33 Citlivostní analýza diskontní sazby na různou cenu a technologii systému P2M

Dalším prvkem, který se může lišit, jsou fixní vážené provozní náklady. V mém předpokladu se jedná převážně o 2 % z investičních nákladů, což činí zhruba 524 tis. Kč/rok pro alkalickou elektrolýzu zakoupenou v roce 2020 až po cca 1,3 mil. Kč pro PEM elektrolýzu zakoupenou v roce 2015. Z Obr. 34 jde vidět, že navýšením výše fixních provozních nákladů z investičních

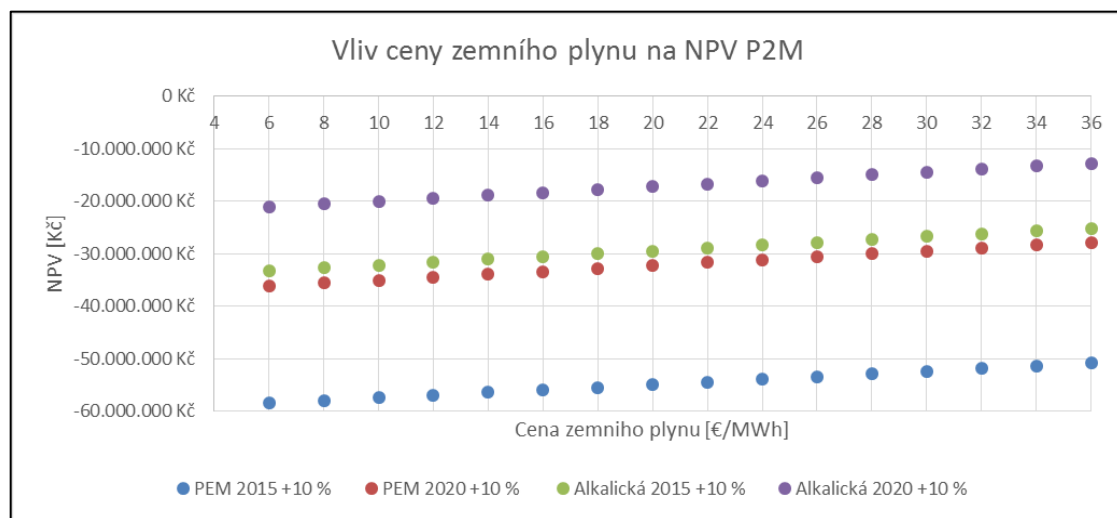


o 1 % má vliv 1 až 2,6 mil. Kč na NPV. Jedná se o podobný rozdíl jako u P2H. Samozřejmě při vyšší investici má tato změna i vyšší vliv.



Obr. 34 Citlivostní analýza na procentuální výši fixních provozních nákladů z investičních P2M (vlastní)

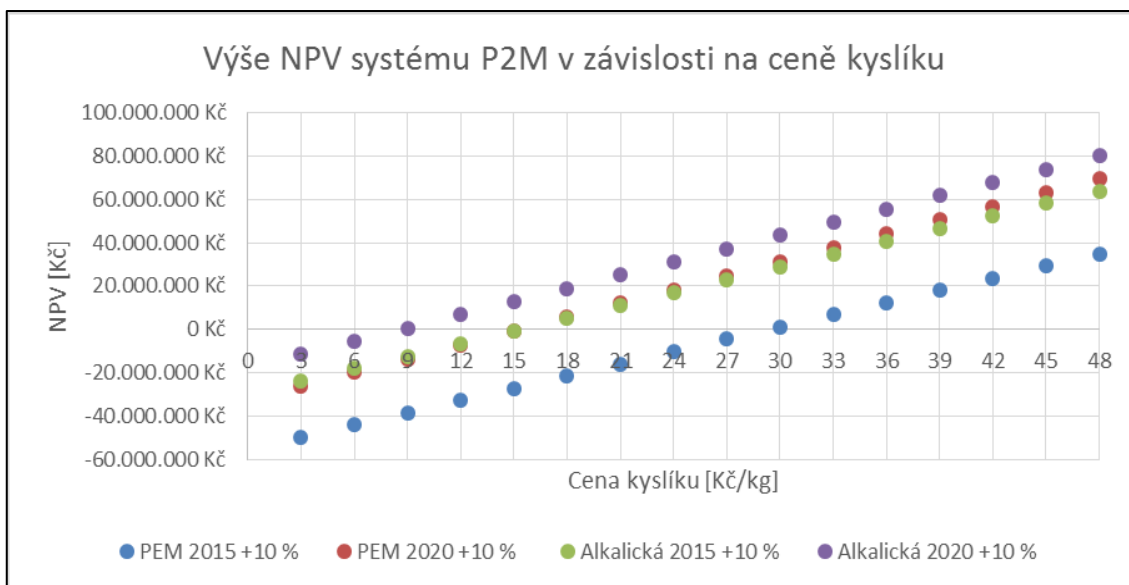
Hlavní výnos systému P2M je založen na prodeji syntetického zemního plynu. Následující citlivostní analýza na Obr. 35 má velkou důležitost.



Obr. 35 Citlivostní analýza na cenu zemního plynu P2M (vlastní)

Rozdíl ceny zemního plynu o 1 €/MWh má nižší vliv na NPV P2M než na P2H. Nyní se rozdíl pohybuje zhruba ve výši 256–278 tis. Kč oproti 400–435 tis. Kč u P2H. Nižší vliv je dán ztrátou energie při metanizaci. Je nutno upozornit, že pro vyšší NPV je potřeba přehodnotit bod spínání společně se změnou ceny zemního plynu.

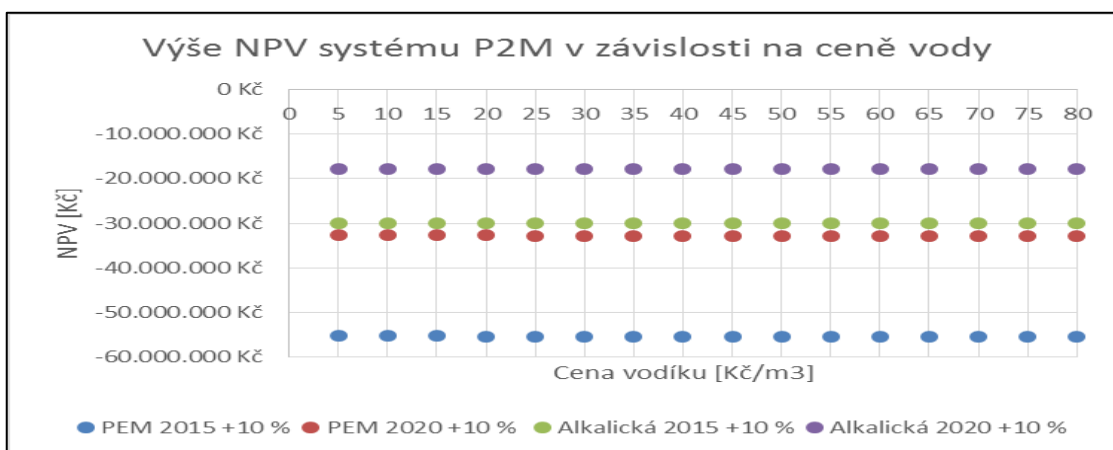
Citlivostní analýza na cenu dalšího produktu, kyslíku, je stejná jako u systému P2H, jelikož s kyslíkem se dále v procesu P2M nepracuje. Reálnou hodnotu vyrobeného kyslíku pro průmyslový sektor se dá očekávat pod 10 Kč/kg. Ocenění kyslíku se dá vyhodnotit i na základě procentuálního zefektivnění spalování v Teplárně Náchod. (33)



Obr. 36 Citlivostní analýza na cenu kyslíku využitelného z elektrolyzy P2M (vlastní)

Cena kyslíku navýšená o 1 Kč/kg znamená navýšení NPV o 1,9–2,1 mil. Kč v závislosti na účinnosti elektrolyzy. Opět se ukazuje, že pro ekonomickou stránku projektu je potřeba využít všech „odpadní“ produktů a nezaměřovat se pouze na vodík.

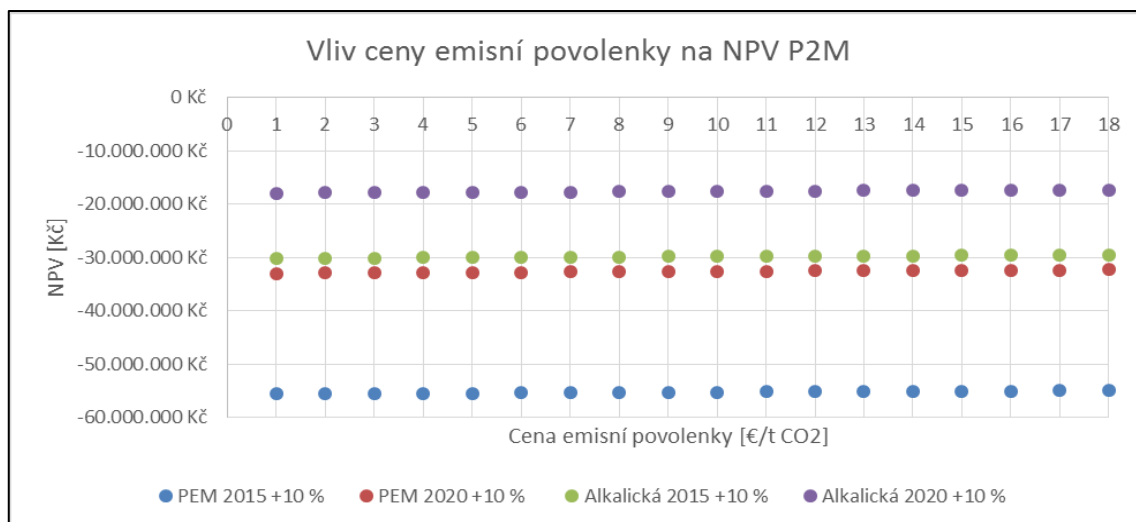
Poslední stejnou citlivostní analýzu jako byla pro systém P2H vytvořím pro cenu vody. Pro systém Power to Methan se část spotřebované vody vrací zpět do systému z metanizace. Vliv na NPV bude tedy nižší než u P2H.



Obr. 37 Citlivostní analýza na cenu vody P2M (vlastní)

Z citlivostní analýzy na Obr. 37 je vidět, že cena vody má minimální vliv na ekonomiku systému P2M. Snížení ceny vody o 1 Kč se projeví zvýšením NPV o 1 100 Kč.

Při metanizaci eliminujeme i oxid uhličitý, který jsme zachytili ze spalovacího zdroje. Díky tomu šetříme náklady na zařízení emisních povolenek. Navýšení ceny emisních povolenek o 1 €/t CO₂ se projeví zvýšením NPV P2M o 35 tis. Kč až o 39 tis. Kč.



Obr. 38 Citlivostní analýza na cenu emisních povolenek pro P2M (vlastní)

V kapitole 8.3 vypíši hlavní podmínky pro zajištění rentability systému Power to Gas, které vyplynuly z citlivostních analýz systémů Power to Hydrogen a Power to Methan.



8.3 Základní podmínky pro zajištění rentability systému P2G

V následujících šesti bodech shrnu hlavní předpoklady, které jsou potřebné pro zajištění ekonomické efektivity Power to Gas:

1. Je potřeba eliminovat regulované poplatky za elektřinu (využít podobné legislativní výhody jako vodní přečerpávací elektrárny, případně vlastní technologická spořeba)
2. Zajistit extrémně nízkou cenu elektřiny spekulací na systémovou odchylku (častý přebytek elektřiny v síti) s kombinací vyrovnávání elektrického portfolia obchodníka
3. Využití maxima „odpadních“ produktů, jako tepla, kyslíku a vody
4. Využití dotačního titulu
5. Snížení investičních nákladů elektrolýzy, metanizace případně systému zachytávání oxidu uhličitého
6. Vysoká cena zemního plynu, kyslíku a emisní povolenky

První čtyři body může investor ovlivnit dobrým naplánováním a přípravou systému Power to Gas. Poslední dva body jsou závislé na vývoji trhu.



9 Závěr

Svou práci jsem zaměřil na systém Power to Gas, s cílem ověřit potenciál využití této technologie v praxi a dále s cílem zmapovat možnosti ekonomického zefektivnění, zejména v kontextu pravidel energetického trhu ČR.

Prvním cílem této práce byla kvantifikace potenciálního množství přebytečné elektřiny v České republice. V kapitole 2 jsem z dat operátora trhu za období 2012 až 2015 vyvodil, že kolem 60 % času, tedy přibližně v 5 256 zúčtovacích hodinách z celkových 8 760 za rok, je přebytek elektřiny v síti. Potenciál pro spotřební zdroj, do kterého spadá i Power to Gas, je tedy vyšší než pro instalaci výrobního zdroje. Mým dílčím závěrem je racionalita využití P2G primárně v oblasti vyrovnávání odchylek. Vyloučil jsem dodatečný užitek z nákupu elektrické energie předem, jelikož při pořízení jednotky na vytváření vodíku či zemního plynu je hlavním cílem uskladnění energie v době, kdy je elektřina extrémně levná. K tomu dochází primárně právě při vyrovnávání odchylek, nákup elektřiny předem by pak ex post mohl naopak efekt použití snížit, neboť nelze provést zcela spolehlivou predikci cen elektřiny předem.

V kapitole 3 jsem popsal jednotlivé části systému Power to Gas od elektrolýzy přes metanizaci až po zachytávání oxidu uhličitého. Zaměřil jsem se na princip, účinnost, cenu a předpokládaný vývoj technologií. Rozdělil jsem systém Power to Gas na systém Power to Hydrogen a Power to Methane. Věnoval jsem se i současným praktickým aplikacím, které jsou v rámci Evropského trhu především v sousedním Německu.

O tom, že existují jistá legislativní omezení pro vtláčení vodíku do plynárenské soustavy, tedy zejména, že vodík může tvořit maximálně 2 % molárního objemu zemního plynu, se zabývám v kapitole 4. Pro lepší představu jsem převedl maximální výkon elektrolyzační jednotky na počet obyvatel v lokalitě – pro přehlednost přirozeně za několika zjednodušujících podmínek. Výsledkem tohoto propočtu je poměr 1 kW instalovaného výkonu elektrolyzátoru na každých 100 obyvatel v lokalitě. Kapitolou 4 jsem tak splnil další dílčí cíl práce, a to zjištění možnosti dodávky vodíku do plynárenské soustavy.

V následující kapitole 5 představuji lokalitu pro potenciální umístění systému Power to Gas v ČR. Činím tak na případové studii teplárny v Náchodě, vlastněné společností innogy Energo, s.r.o. Výběr této teplárny je dle mého názoru nadmíru vhodný, jelikož je možné využít již připojených technických sítí areálu, od vody přes zemní plyn a teplovodní trubky až po elektřinu. Dá se tedy využít i odpadní teplo, případně odpadní kyslík pro efektivnější spalování v teplárně. Jednotlivé výnosy a náklady jsem rozdělil do dvou kapitol 6 a 7 dle typu systému P2G.

V kapitole 6 řeším výnosy a náklady systému, kde vtláčím do plynárenské soustavy vodík. Tato technologie je investičně levnější než vtláčení metanu, má však omezený potenciál z důvodu



legislativního omezení vtláčení vodíku do plynárenské soustavy. Výnosy a náklady systému, kde se vytváří metan, řeším v kapitole 7. Oba systémy mají část podobných příjmů, převážně za vyrobený vodík či metan, odpadní teplo a kyslík. Při metanizaci se navíc ušetří i emisní povolenky. Hlavní rozdíl je v investičních nákladech, kdy pro systém Power to Methan se náklady na zachytávání CO₂ navýší i o 20 % a o dalších 20 % se náklady navýší za metanizační jednotku. Systémy mají i společnou část variabilních nákladů, převážně náklady na elektřinu a vodu. U elektřiny lze silovou část elektřiny získat extrémně levně využitím znalosti zákonitosti pohybu ceny systémové odchylky v závislosti na jejím vývoji v čase. Problém nastává však v případě regulované části ceny za elektřinu. V kapitole 6.2.2.2 jsem proto nastínil určité legislativní aspekty, kterými by bylo možné eliminovat část regulovaných poplatků za elektřinu a prosadit tak využití potenciálu systému Power to Gas. Před realizací je ovšem potřeba projednat veškeré výše uvedené legislativní aspekty s právníky a se zodpovědnými státními orgány, aby nás jejich stanoviska nepřekvapila. Pro splnění legislativních aspektů je také potřeba instalace systému u plynového výrobního zdroje.

Výpočet ekonomické efektivity jednotlivých variant jsem napsal do závěrečné kapitoly 8. Zde jsem, na základě předpokladů a historických dat, stanovil maximální výši systémové odchylky pro spuštění systému, aby systém byl co nejvíce ekonomicky efektivní. Přes optimální spínání je systém při základních předpokladech výrazně ztrátový. Systém Power to Hydrogen má NPV -19 mil. Kč a pro Power to Methan vychází NPV -30 mil. Kč. Abych vytvořil správné podklady pro investiční rozhodnutí, k jednotlivým proměnným jsem připravil citlivostní analýzy. Z nich vyplynul relativní vliv jednotlivých změn proměnných na ekonomičnost systému. Bezvýznamný vliv na ekonomičnost systémů má cena vody či cena emisní povolenky ve výši jednotek tisíců při změně o jednu korunu. Naopak obrovský vliv má cena kyslíku, kdy navýšení ceny kilogramu kyslíku o jednu korunu zvýší čistou současnou hodnotu projektu o skoro tři milióny korun. Další proměnnou, která může značně ovlivnit výsledek, je výše fixních vážených provozních nákladů, za kterými následuje diskontní sazba, výše dotace či cena zemního plynu. Jednoznačně z výpočtů vychází, že je nutné eliminovat většinu regulovaných poplatků za elektřinu, jinak systém nemá ekonomický smysl. Ekonomičnost není zaručena, ani když eliminujeme regulované poplatky za elektřinu. Je potřeba správně nastavit spínání systému Power to Gas a následně využít většinu „odpadních“ produktů, jako je teplo a kyslík.

Power to Gas je zajímavý systém, který by dokázal propojit dosud nezávisle fungující elektrizační a plynovou soustavu. Systém by využil existující flexibilitu v plynovém potrubí a skladovací kapacitu plynových zásobníků, jejichž analogie ve stejné kapacitě neexistuje v elektrizační soustavě. V návaznosti s propojením bude zajímavé sledovat, jak se k danému propojení postaví provozovatelé distribučních a přenosových soustav, a to jak soustavy plynové, tak elektrizační. Na jedné straně se totiž velmi ulehčí elektrizační soustavě, na straně druhé se však mírně zhorší



podmínky ovládnání soustavy plynové. Tyto vniklé problémy provozovatelé plynárenské soustavy zajisté budou chtít zohlednit v ocenění svých služeb. Aby provozovatelé obou soustav našli společnou shodu, bude pravděpodobně potřeba podnítit a moderovat veřejnou i legislativní diskusi na toto téma, pro naši ekonomiku dle mého názoru velice důležité.



10 Reference

1. **OTE, a.s.** <http://www.ote-cr.cz/>. *Operátor trhu s energiemi*. [Online] OTE, a.s.
2. **Schaaf, Tanja, a další.** *Methanation of CO₂ - storage of renewable energy in a gas distribution system*. 2014. Energy, Sustainability and Society. 2192-0567.
3. **Vítek, Miroslav.** *Ekonomika dopravních energetických systémů*. Praha : České vysoké učení technické, 2008. Sv. II.
4. **Zimčík, Jakub.** Technologie Power to Gas. *PRO-ENERGY magazín s.r.o.* 2016, Sv. 10, 3.
5. **Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR.** *Zákon č. 458/2000 Sb. Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)*.
6. **Dispečink ČEPS, a.s.** *Operativní řízení přenosové soustavy*. [Prezentace] Praha : autor neznámý, 2011.
7. **ČEPS a.s.** Jednotlivé kategorie podpůrných služeb. *Česká přenosová soustava*. [Online] 2016. <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Stranky/default.aspx>.
8. **Dr. Liese, Thorsten.** Experiences and Results from the RWE Power-to-Gas-Projekt at Niederaußem. [Online] 2013. https://www.agcs.allianz.com/assets/Global%20offices%20assets/Germany/Expert%20Days%202013/14%20Liese_Power%20to%20Gas%20Experience.pdf.
9. **Bohn, Ulrich a Lindner, Florian.** Power to Gas Ibbenbüren. *Project description and background information*. [Online] 2015. https://www.researchgate.net/publication/283477784_Power-to-Gas_demonstration_plant_Ibbenburen.
10. **Bertuccioli, Luca , a další.** *Study on development of water electrolysis in the EU*. 2014.
11. **Minařík, Daniel.** *Palivové články a jejich využití*. 2010.
12. **Dr. Liese, Thorsten.** Elektrolýza a metanizace u uhelné elektrárny v Niederaussemu. Niederaussem : RWE AG, 30. 10 2015.
13. **ETOGAS GmbH.** www.etogas.com. [Online]
14. **GAS s.r.o.** Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu. *TPG G 902 02 Složení, vlastnosti plynů, spalovací vlastnosti, analýza*. 2006. ISBN 80-7328-083-3.



15. **Dr. Moser, Peter.** Zachytávání CO₂ u uhelné elektrárny v Niederaussem. Praha : RWE AG, říjen 2015.
16. **Zahra., Mohammad R. M. Abu.** *Carbon dioxide capture from flue gas: development and evaluation of existing and novel process concepts.* 5. S.l. : [s.n.], 2009.
17. *CO₂ Scrubbing.* **Coal Innovation Centre.** Essen : autor neznámý, 2009, str. 20.
18. *Fossil fuel combustion flue gases.* **Beychok, Milton.** 2012, Sv. 2012.
19. **innogy CZ.** Projekt Náchod. *innogy.* [Online] [Citace: 14. 12 2016.] <https://www.innogy.cz/energo/projekty-nachod/>.
20. **Ing. Kaplan, Zdeněk.** Budoucnost teplárny v Náchodě. Praha : CEO innogy Energo s.r.o., 11 2016.
21. **Ing. Cafourek, Miloslav.** Předpokládané budoucí hodnoty výkonu a emisí teplárny Náchod. Náchod : innogy Energo s.r.o., 10 2015.
22. **Decourt, Benoit, a další.** Hydrogen-Based Energy Conversion. *SBC Energy Institute.* [Online] 2 2014. <http://www.sbcenergyinstitute.com/Publications/Hydrogen.html>.
23. **European Energy Exchange AG.** Market data zemní plyn. *European Energy Exchange .* [Online] 2016. [Citace: 18. 12 2016.] <https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/spot-market/daily-reference-price#!/2016/12/18>.
24. **Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR.** Zákon č. 165/2012 Sb. *Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.* [Online] 31. 1 2012. <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165>.
25. —. Vyhláška č. 408/2015 Sb. *Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou.* [Online] 23. 12 2015. <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408/zneni-20160101?text=%C4%8Derp%C3%A1n%C3%AD>.
26. **Ministerstvo financí ČR.** Zákon č. 261/2007 Sb. *Zákon o stabilizaci veřejných rozpočtů.* [Online] 19. 9 2007. <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2007-261>.
27. **European Energy Exchange AG.** Market data emisních povolenek oxidu uhličitého. *European Energy Exchange.* [Online] 2016. [Citace: 20. 12 2016.] <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction#!/2016/12/15>.



28. **Thibaut, Neveux, a další.** A Rigorous Optimization Method of Operating Parameters for Amine-Based CO₂ Capture Processes. *Sciencedirect*. [Online] 2013. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213003032>.
29. **Česká národní rada.** Zákon č. 586/1992 Sb. *Zákon České národní rady o daních z příjmů*. [Online] 20. 11 1992. <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1992-586>.
30. **Pivrnec, Jiří.** *Finanční management*. Praha : Grada, 1995.
31. **Calls for Proposals.** *The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)*. [Online] 2016. www.fch.europa.eu.
32. **e-plyn.** Cena kyslíkové láhve. *www.e-plyn.cz*. [Online] 2016. <http://www.e-plyn.cz/?p=productsList&iCategory=45&sName=Kyslik>.
33. **4C-Adapt .** Metal Price Quotes and Comments. *4C-Adapt .* [Online] 2016. <https://theminingoptiondemo.files.wordpress.com/2015/11/march-2016-comments-metal-price-quotes.pdf>.
34. **Metz, Bert.** *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. 9*. Cambridge : Cambridge University Press, for the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.
35. **RWE Power AG.** CO₂ Scrubbing. [Online] 2009. <http://www.rwe.com/web/cms/en/213186/rwe-power-ag/innovations/coal-innovation-centre/co2-scrubbing/>.
36. **Vodovody a kanalizace Náchod, a.s.** *Vodovody a kanalizace Náchod. ceník vodního a stočného*. [Online] 2016. <http://www.vakna.cz/zakaznicky-servis/ceny-vody.php>.



11 Příloha I

Výpočetní excel: Zimčík_Power_to_Gas_Case_study.xlsx

Propočet jednotlivých variant, citlivostních analýz a vlastních výpočtů.



12 Příloha II

Výpočetní excel: Zimčík_DT_VDT_odchyly.xlsx

Data od operátora trhu, provozovatele přenosové soustavy ČR a od obchodníka včetně vlastních výpočtů.