



# VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

## FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

## ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

## SECTOR COUPLING A BUDOUCÍ PODOBA SEKTORU ELEKTROENERGETIKY A PLYNÁRENSTVÍ

SECTOR COUPLING AND THE FUTURE FORM OF THE ELECTRICITY AND GAS SECTORS

### DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

### AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Miroslav Švéda

### VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

BRNO 2021



# Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

**Student:** Bc. Miroslav Švéda

**ID:** 192139

**Ročník:** 2

**Akademický rok:** 2020/21

## NÁZEV TÉMATU:

**Sector coupling a budoucí podoba sektoru elektroenergetiky a plynárenství**

## POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Seznamte se a následně popište současný stav ve výrobě a spotřebě elektrické energie a zemního plynu v rámci ČR a EU. Na základě tohoto popisu proveďte analýzu sector couplingu a jeho podobu v budoucím fungování energetiky.
2. Popište možnosti v jednotlivých oblastech hospodářství (výroba elektřiny, technické zařízení budov, doprava, průmysl), jakými může dojít ke sbližování sektorů elektroenergetiky a plynárenství.
3. Představte nové technologické trendy umožňující sector coupling (např. power-to-X, výroba bioplynu, využití vodíku atp.).
4. Na základě získaných a představených poznatků vyhodnoťte sector coupling a posuďte jeho ekonomickou náročnost.

## DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího diplomové práce

**Termín zadání:** 8.2.2021

**Termín odevzdání:** 24.5.2021

**Vedoucí práce:** Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

**doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.**  
předseda rady studijního programu

## UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.



## **Abstrakt**

Práce je věnována problematice Sector couplingu. Nejprve je zde řešen vývoj a aktuální stav ve výrobě a spotřebě elektrické energie a také vývoj a aktuální stav těžby a spotřeby zemního plynu v České republice a v Evropské unii. Dále se práce zabývá Sector couplingem, tento pojem je vysvětlen a je zde nastíněno, jakou problematikou se zabývá. Poté jsou popsány jednotlivé technologie, kterými se může v budoucnosti Sector couplingu dosáhnout. V rámci pojednání o těchto technologiích jsou také představeny pilotní projekty těchto technologií. Nakonec je uvedena úvaha o budoucím využití technologií Sector couplingu v České republice.

## **Klíčová slova**

Elektrická energie, zemní plyn, výroba, spotřeba, Sector coupling, Power-to-X, elektrolýza vody, metanizace

## **Abstract**

This thesis deals with Sector coupling problematics. First, it deals with the development and present situation in the generation and consumption of electric power and the development and present situation in the extraction and consumption of natural gas in the Czech Republic and in the European union. Further, the thesis deals with Sector coupling, this concept is explained, and it is adumbrated what questions it deals with. Then, the technologies that can be achieved in the future of Sector coupling are introduced. Pilot projects of these technologies are presented as part of the discussion about these technologies. Finally, a consideration of the future use of Sector coupling technologies in the Czech Republic is given.

## **Keywords**

Electric power, natural gas, generation, consumption, Sector coupling, Power-to-X, water electrolysis, methanation

## **Bibliografická citace**

ŠVÉDA, Miroslav. *Sector coupling a budoucí podoba sektoru elektroenergetiky a plynárenství*. Brno, 2021. Dostupné také z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/134919>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Ing. Lukáš Radil, PhD.

# Prohlášení autora o původnosti díla

<b>Jméno a příjmení studenta:</b>	<i>Miroslav Švéda</i>
<b>VUT ID studenta:</b>	<i>192139</i>
<b>Typ práce:</b>	<i>Diplomová práce</i>
<b>Akademický rok:</b>	<i>2020/21</i>
<b>Téma závěrečné práce:</b>	<i>Sector coupling a budoucí podoba sektoru elektroenergetiky a plynárenství</i>

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího závěrečné práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené závěrečné práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této závěrečné práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

V Brně dne: 23. května 2021

-----  
podpis autora

## **Poděkování**

Děkuji vedoucímu diplomové práce Ing. Lukáši Radilovi, Ph.D. za účinnou metodickou, pedagogickou a odbornou pomoc a další cenné rady při zpracování mé diplomové práce.

V Brně dne: 23. května 2021

-----  
podpis autora

# Obsah

<b>SEZNAM OBRÁZKŮ .....</b>	<b>8</b>
<b>SEZNAM TABULEK.....</b>	<b>9</b>
<b>SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK .....</b>	<b>10</b>
<b>ÚVOD .....</b>	<b>11</b>
<b>1. SECTOR COUPLING – PRINCIP SYNERGIE ZDROJŮ ENERGIE .....</b>	<b>12</b>
<b>2. CÍLE PRÁCE .....</b>	<b>14</b>
<b>3. STATISTIKA VÝROBY A SPOTŘEBY ELEKTRICKÉ ENERGIE .....</b>	<b>15</b>
3.1 VÝVOJ VÝROBY A SPOTŘEBY ELEKTRICKÉ ENERGIE V EU.....	15
3.1.1 Výroba elektrické energie v EU.....	15
3.1.2 Spotřeba elektrické energie v EU.....	20
3.2 VÝVOJ VÝROBY A SPOTŘEBY ELEKTRICKÉ ENERGIE V ČR .....	20
<b>4. STATISTIKA TĚŽBY A SPOTŘEBY ZEMNÍHO PLYNU .....</b>	<b>24</b>
4.1 VÝVOJ TĚŽBY A SPOTŘEBY ZEMNÍHO PLYNU V EU.....	24
4.1.1 Těžba zemního plynu v EU.....	24
4.1.2 Spotřeba zemního plynu v EU.....	25
4.2 VÝVOJ TĚŽBY A SPOTŘEBY ZEMNÍHO PLYNU V ČR.....	25
<b>5. TECHNOLOGIE POUŽÍVANÉ V RÁMCI KONCEPTU SECTOR COUPLINGU .....</b>	<b>30</b>
5.1 TECHNOLOGIE POWER-TO-HEAT.....	31
5.1.1 Power-to-Heat v domácnostech.....	32
5.1.2 Power-to-Heat v průmyslu.....	36
5.1.3 Případové studie dopadů technologie Power-to-Heat na energetický sektor .....	37
5.2 TECHNOLOGIE POWER-TO-GAS.....	40
5.2.1 Vodík a syntetický plyn.....	41
5.2.2 Bioplyn a biometan .....	47
5.2.3 Potenciál integrace technologií Power-to-Gas.....	49
5.2.4 Bariéry zavádění technologií Power-to-Gas.....	53
5.2.5 Pilotní projekty technologie Power-to-Gas.....	58
5.3 TECHNOLOGIE POWER-TO-LIQUID .....	76
5.3.1 Syntéza metanolu .....	78
5.3.2 Syntéza dimethyletheru (DME) .....	80
5.3.3 Fischer-Tropschova syntéza .....	81
5.3.4 Pilotní projekty technologie Power-to-Liquid.....	82
<b>6. SWOT ANALÝZA JEDNOTLIVÝCH TECHNOLOGIÍ SECTOR COUPLINGU .....</b>	<b>86</b>
<b>7. VYHODNOCENÍ BUDOUCÍHO VYUŽITÍ SECTOR COUPLINGU V ČESKÉ</b>	
<b>REPUBLICCE.....</b>	<b>88</b>
<b>ZÁVĚR .....</b>	<b>92</b>
<b>LITERATURA.....</b>	<b>94</b>

## SEZNAM OBRÁZKŮ

3.1	Vývoj výroby a spotřeby elektřiny v České republice.....	20
3.2	Vývoj výroby elektřiny brutto pro jednotlivé výrobní zdroje.....	22
3.3	Vývoj spotřeby elektrické energie v ČR v závislosti na druhu spotřeby .....	23
4.1	Vývoj těžby zemního plynu v České republice .....	26
4.2	Vývoj spotřeby zemního plynu v České republice .....	27
4.3	Vývoj spotřeby zemního plynu podle jednotlivých odběrů.....	27
4.4	Vývoj spotřeby zemního plynu na výrobu elektřiny .....	28
4.5	Vývoj dodávek zemního plynu do CNG stanic .....	29
5.1	Propojení technologií Power-to-Heat s elektrizační a teplárenskou soustavou [16] .....	34
5.2	Schéma principiálního fungování technologií Power-to-Gas [1] .....	41
5.3	Schéma projektu Energiepark Mainz [38].....	63
5.4	Schéma projektu Store&Go [39].....	68
5.5	Schéma projektu Jupiter 1000 s jednotlivými dodavateli technologií [42] .....	70
5.6	Schéma systému instalovaného v rámci projektu BioCat [44] .....	71
5.7	Schéma systému instalovaného v rámci pilotního projektu v areálu ÚJV Řež [47].....	73
5.8	Schéma připravovaného projektu Greening of Gas [48] .....	75

## **SEZNAM TABULEK**

<b>5.1</b>	Vlastnosti vodíku při různých podmínkách [22] .....	43
<b>5.2</b>	Základní informace k jednotlivým pilotním projektům v rámci projektu Store&Go [39] .....	67
<b>6.1</b>	SWOT analýza technologie Power-to-Heat .....	86
<b>6.2</b>	SWOT analýza technologie Power-to-Gas.....	87
<b>6.3</b>	SWOT analýza technologie Power-to-Liquid .....	87

# SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

## Symbole:

E	Elektrická energie	(Wh)
V <sub>NG</sub>	Objem zemního plynu	(m <sup>3</sup> )

## Zkratky:

bioCNG	Stlačený plyn vyrobený z obnovitelné energie
bioLNG	Zkapalněný plyn vyrobený z obnovitelné energie
CNG	Stlačený zemní plyn
COP	Topný faktor
ČOV	Čistírna odpadních vod
ČR	Česká republika
DAC	Technologie přímého zachycování oxidu uhličitého ze vzduchu
EU	Evropská unie
EUR	Měna euro
GoO	Certifikát původu plynu
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LHS	Technologie skladování latentního tepla
LNG	Zkapalněný zemní plyn
LPG	Zkapalněný ropný plyn
LRG	Zkapalněný obnovitelný plyn
NSWPH	Severomořský větrný energetický uzel
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P2G	Technologie Power-to-Gas
P2H	Technologie Power-to-Heat
P2L	Technologie Power-to-Liquid
P2X	Technologie Power-to-X
PEM	Polymerní membránový elektrolyzér
SNG	Syntetický zemní plyn
SOEC	Elektrolyzér na bázi pevných oxidů
SWOT	Metoda strategické analýzy
TCS	Technologie termo-chemického skladování tepla
TYNDP	Desetiletý plán rozvoje sítí
USA	Spojené státy americké
UTES	Technologie podzemního skladování tepla
VN	Vysoké napětí
VVN	Velmi vysoké napětí



# ÚVOD

Ústředním tématem této diplomové práce je obecně princip Sector couplingu. Na základě budoucího fungování sektorů elektroenergetiky, plynárenství, teplárenství a dalších odvětví, se čím dál více začíná hovořit o pojmu Sector coupling, jakožto o konceptu fungování energeticky náročných sektorů a sektorů produkujících vysoké emise skleníkových plynů. Pomocí Sector couplingu a technologií, užívaných v rámci tohoto konceptu, se počítá s dosažením celkové dekarbonizace ekonomiky, ke které se zavázaly členské státy Evropské unie v rámci Pařížské dohody z roku 2015. Do roku 2050 by tedy mělo dojít k transformaci nejen energetiky, ale i dalších odvětví, která se podílí na globálním oteplování a změně klimatu produkcí skleníkových plynů.

Cílem této diplomové práce tedy bude vypracování rešerše o konceptu Sector couplingu, přičemž tato rešerše bude obsahovat detailní popis technologií, používaných v rámci tohoto konceptu. Taktéž seznámí čtenáře s pilotními projekty těchto technologií, které jsou již vybudovány v některých zemích Evropské unie, případně s teprve plánovanými pilotními projekty.

Co se týče samotné struktury práce, v první části bude proveden rozbor vývoje a aktuálního stavu ve výrobě a spotřebě elektrické energie v Evropské unii, detailněji pro Českou republiku. Obdobný rozbor bude proveden také pro těžbu a spotřebu zemního plynu, jak v Evropské unii, tak detailněji pro Českou republiku. Druhou částí práce bude popis jednotlivých technologií, které se v rámci Sector couplingu používají. Jednotlivé technologie budou detailně popsány a v rámci toho budou uvedeny i již existující, případně plánované pilotní projekty. Třetí částí této diplomové práce bude SWOT analýza jednotlivých technologií a dále úvaha, ve které bude nastíněno budoucí využití jednotlivých technologií Sector couplingu v České republice.

# 1. SECTOR COUPLING – PRINCIP SYNERGIE ZDROJŮ ENERGIE

Na základě Pařížské dohody z roku 2015 a na základě požadavků energetické unie (založena Evropskou unií pro prosazování cílů v energetice) vznikla tzv. Zelená dohoda pro Evropu. V tomto dokumentu se pojednává o dekarbonizaci ekonomiky EU, což v praxi znamená, že Evropská unie se zavázala do roku 2050 dosáhnout uhlíkové neutrality. Uhlíková neutralita znamená nulové emise skleníkových plynů. V rámci dekarbonizace, jak již bylo zmíněno dříve, hledají státy EU řešení, případně koncepci, jak dosáhnout uhlíkové neutrality. Například Německo přišlo s koncepcí Energiewende, v rámci které chce například odstavit všechny uhelné elektrárny. Avšak pro dosažení uhlíkové neutrality bude nejspíše potřeba myslet globálně, což bude nejspíše znamenat náročnou transformaci ekonomiky, změnu v přístupu k regulaci dodávek energie, přechod k čisté energii (myšleno energii z obnovitelných zdrojů) atd. Emise skleníkových plynů navíc nevznikají jen při výrobě elektrické energie, ale toto téma se dotýká mnoha odvětví, například odvětví dopravy, vytápění, průmyslu, nebo zemědělství.

Ruku v ruce s tím, jak se začala řešit dekarbonizace ekonomiky, objevilo se téma Sector couplingu jako možného konceptu řešení pro dosažení uhlíkové neutrality.

Sector coupling (v překladu propojení sektorů) znamená vzájemné propojení sektorů elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství [1]. Jinou formulací významu pojmu Sector couplingu by mohlo být následující: „proces postupného a stále zvyšujícího propojování sektorů elektroenergetiky a plynárenství – optimalizací stávajících synergií při výrobě, přepravě a distribuci elektřiny a plynu – s konečným cílem vybudování dekarbonizovaného a hybridního energetického systému EU“ [2]. V širším pojetí by pojem Sector couplingu mohl přecházet v pojem Sector integration, který by poté znamenal propojení energetického sektoru s dalšími energeticky náročnými sektory, tj. se sektorem dopravy, průmyslu, nebo stavebnictví [1].

Dne 8. července 2020 vydala Evropská komise tzv. Evropskou strategii pro integraci energetických systémů. V rámci této strategie je počítáno s výraznou elektrifikací a s vysokým podílem elektřiny z OZE. Toto však není v praxi možné samo o sobě, protože elektřina z OZE má svá úskalí, mezi které patří nestabilita dodávky elektřiny a také to, že mnohdy vyráběné množství nestačí krýt aktuální poptávku. Z tohoto důvodu je třeba řešit v rámci této strategie otázku akumulace elektrické energie, a to nejen pomocí baterií, ale taktéž za pomoci jiných technologií, například technologie Power-to-Gas, o které bude pojednáno dále. Existují také odvětví, ve kterých není výrazná elektrifikace prakticky možná, v takových případech by mohla být fosilní paliva nahrazena novými druhy obnovitelných, nebo nízkouhlíkových paliv. Jako výhodná paliva s vysokým potenciálem použití se

v tomto případě jeví obnovitelné plyny, mezi které patří biometan, vodík, syntetické plyny. Výhodou tohoto řešení by mohlo být využití stávající plynárenské infrastruktury (s mírnými změnami). Na základě toho se dá říct, že plynárenská infrastruktura bude do budoucna hrát výraznou roli při dosažení dekarbonizace a stability systému. Na druhou stranu jakýkoliv energetický systém, pokud má být bezpečný, účinný a ekonomicky únosný, by měl být duální, tj. zdvojený. Také z tohoto důvodu se ukazuje jako praktické propojit sektor plynárenství se sektorem elektroenergetiky.

Princip Sector couplingu, tj. propojení sektorů elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství, je tedy výhodný hned z několika důvodů. Mezi hlavní patří následující: ukládání přebytků elektřiny vyrobené z OZE, zvýšení flexibility energetického systému, usnadnění dálkového přenosu energetického média robustní plynárenskou soustavou, a v neposlední řadě urychlení dekarbonizace energetiky a přechodu na uhlíkově neutrální ekonomiku [1].

## 2. CÍLE PRÁCE

Tato diplomová práce se bude zabývat pěti základními otázkami:

1. Rozbor vývoje výroby a spotřeby elektrické energie, přičemž sledované časové období bude zhruba dvacet let zpátky. Nejprve bude představen vývoj výroby a spotřeby elektrické energie v rámci států Evropské unie, budou představeny koncepce energetického mixu jednotlivých států a bude porovnáno zastoupení jednotlivých druhů elektráren v energetickém mixu těchto států. U jednotlivých států bude dále proveden rozbor aktuálního stavu ve výrobě a spotřebě elektrické energie, případně budou představeny plány jednotlivých států v tomto odvětví do budoucna.

2. Detailní rozbor vývoje výroby a spotřeby elektrické energie v České republice, detailní představení energetického mixu ČR, zastoupení jednotlivých sektorů v rámci spotřeby elektrické energie, pohled na aktuální stav výroby a spotřeby elektrické energie v ČR a pohled do budoucna.

3. Pohled na vývoj těžby a spotřeby zemního plynu v Evropské unii. V rámci práce bude uvedeno, kde se v rámci Evropské unie zemní plyn těží, odkud se do EU dováží, a jaký je trend ve spotřebě zemního plynu. Detailnější rozbor stavu těžby a spotřeby zemního plynu bude proveden pro Českou republiku, přičemž důraz bude kladen na spotřebu zemního plynu, tzn. jaké množství plynu se spotřebuje v ČR, na jaké účely se zemní plyn v ČR používá a jaký je trend ve spotřebě zemního plynu v rámci České republiky.

4. Představení pojmu Sector coupling jako možného principu budoucího fungování sektoru elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství. V rámci představení Sector couplingu budou uvedeny technologie, které by se mohly ve spojitosti s tímto pojetím fungování elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství používat.

5. Detailní rozbor jednotlivých technologií, používaných v rámci Sector couplingu, přičemž budou také představeny již existující pilotní projekty těchto technologií. Na základě získaných poznatků o jednotlivých technologiích bude zpracována jejich SWOT analýza a také vypracována úvaha, která by měla osvětlit možné využití těchto technologií v sektoru elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství v České republice.

## **3. STATISTIKA VÝROBY A SPOTŘEBY ELEKTRICKÉ ENERGIE**

### **3.1 Vývoj výroby a spotřeby elektrické energie v EU**

Evropská unie, jakožto společenství států, vytvořila společnou koncepci o fungování energetiky. Touto koncepcí je vytvoření tzv. energetické unie, podle které se mají prosazovat cíle Evropské unie v oblasti energetiky. Energetická unie má v principu pět hlavních cílů, kterými jsou: zajistit fungování vnitřního trhu s energií a propojení energetických soustav, zajistit bezpečnost dodávek energie v EU, zvyšování energetické účinnosti a úspor energie, dekarbonizovat ekonomiku a posunout se směrem k nízkouhlíkovému hospodářství v souladu s Pařížskou dohodou z roku 2015 a podporovat výzkum, inovace a konkurenceschopnost.

Konkrétně se členské státy Evropské unie zavázaly k tomu, že do roku 2030 dosáhnou čtyř následujících cílů: snížení emise skleníkových plynů oproti stavu v roce 1990 nejméně o 40 %, zvýšení podílu energie z obnovitelných zdrojů na 32 % celkové spotřeby energie, zvýšení energetické účinnosti o 32,5 % a propojení alespoň 15 % elektrorozvodných soustav EU. Další cíle byly stanoveny na rok 2050, avšak o těchto se stále jedná a nejsou pevně dány [3].

#### **3.1.1 Výroba elektrické energie v EU**

Výroba elektrické energie v rámci Evropské unie se dá hodnotit z hlediska Evropské unie jako celku, nebo z hlediska jednotlivých členských států.

Co se týče Evropské unie jako celku, skladba výrobních zdrojů elektrické energie je velice pestrá. Nicméně existuje jeden výrazný trend, který se dá za posledních 20 let pozorovat. Je jím jednoznačný vzestup výroby elektřiny z větrných elektráren (aktuálně přibližně 13 % celkové výroby elektrické energie v EU), a naproti tomu pokles výroby elektřiny z uhelných elektráren spalujících uhlí, převážně černé (aktuálně pochází 8 % celkové vyrobené elektřiny v EU z hnědého uhlí a 7 % celkové vyrobené elektřiny v EU z uhlí černého).

Tento trend je dán tím, že odklon od černého uhlí je jak ekologický, tak ekonomický. Odklon od hnědého uhlí není tak výrazný, sice je tento trend taktéž ekologický, ale zatím není tak ekonomický. Hnědého uhlí je totiž prozatím dostatek oproti uhlí černému. Tudiž hnědouhelné elektrárny si zatím drží svůj podíl na výrobě elektrické energie.

Výrazný nárůst výroby elektrické energie z větrných elektráren je důsledek výstavby tzv. větrných farem, které se staví v přímořských oblastech Severního moře, a to hlavně v Německu a Dánsku.

V rámci energetického mixu Evropské unie je možné pozorovat také nárůst výroby elektrické energie ze solárních elektráren, kdy za posledních 10 let vzrostl

instalovaný výkon solárních elektráren na 4 % celkové vyrobené elektrické energie v EU, což je způsobeno finanční podporou tohoto typu zdroje elektřiny a snížením nákladů na solární panely díky technickému pokroku. Například v ČR tento trend dokládá masivní výstavba solárních elektráren kolem roku 2010.

Obecně z pohledu Evropské unie jako celku by se dalo říct, že největší podíl na výrobě elektrické energie mají obnovitelné zdroje (voda, vítr, Slunce, biomasa), přičemž jejich podíl na celkové vyrobené elektřině v EU je 34 %, následované jsou výrobou elektrické energie z jádra (25 %) a zemního plynu (22 %).

Pokud bude hodnocení provedeno podle jednotlivých členských států EU, dojde se k závěru, že každý stát má rozdílný pohled na výrobu elektrické energie.

Německo, jako jeden z největších států Evropské unie, přišlo s koncepcí nazvanou Energiewende, v překladu energetický obrat, převrat. Tato energetická koncepce budí rozruch v celé Evropské unii. Jde v ní o to, že Německo chce postupně odstavit všechny jaderné elektrárny (podle koncepce do roku 2022), navíc chce výrazně omezit výrobu elektrické energie z fosilních paliv (uhlí a plynu). Aktuálně se v Německu vyrobí 28 % elektrické energie z uhlí, 15 % elektřiny pochází ze zemního plynu a podíl jaderné energie na celkové vyrobené elektrické energii v Německu je 12 %. Naopak Německo usiluje o co největší výrobu elektrické energie z obnovitelných zdrojů (až 80 %). Zatím Německo dosáhlo 40 % podílu energie z obnovitelných zdrojů, z toho je 21 % větrné energie, Slunce a biomasa zaujímají shodně 8 %, vodní elektrárny se podílí 3 % na celkové vyrobené elektřině v Německu. V rámci koncepce Energiewende se dále počítá s celkovým snížením spotřeby elektrické energie, postupným zvyšováním efektivity zdrojů, a v neposlední řadě s potřebnou akumulací energie na vyrovnání špiček a větším zapojením lokálních zdrojů.

Podobný vývoj jako je v Německu se dá pozorovat v sousedním Dánsku. Díky své poloze Dánsko naplno využívá větrů vanoucích od Severního moře. V Dánsku probíhá masivní výstavba větrných farem, již bylo dosaženo toho, že větrná energie se podílí na energetickém mixu země 44 %. Jako na další zdroj elektřiny spoléhá Dánsko na spalování biomasy. Rostoucí tendenci má také podíl výroby elektřiny ze solární energie. V součtu Dánsko dosáhlo toho, že obnovitelné zdroje energie zaujímají v energetickém mixu země podíl 71 %. Dříve se Dánsko spoléhalo také na uhelné elektrárny, ovšem nyní je postupná snaha je utlumovat. Jelikož větrná energie má v Dánsku výrazný podíl na výrobě elektřiny, vzniká zde problém s krytím aktuální poptávky, jelikož větrná energie je zdroj značně nestabilní. Na základě toho musí Dánsko část elektrické energie pro krytí poptávky dovážet z okolních států.

Dalším státem je Rakousko, které se obnovitelnými zdroji zabývá již dlouhou dobu. Podíl obnovitelných zdrojů na výrobě elektřiny je v Rakousku neuvěřitelných 77 %. To je způsobeno hlavně tím, že v Rakousku mají bohatou zásobu vodních toků s vysokým převýšením. Tudíž hlavní podíl v obnovitelných zdrojích má vodní

energie (cca 59 %). Rakousko neprovozuje žádné jaderné ani uhelné elektrárny. Případnou zvýšenou spotřebu elektřiny řeší Rakousko dovozem. Rakousko má také svou koncepci podobnou německé Energiewende. Avšak rakouská koncepce nemá základ v eliminaci fosilních paliv, nýbrž ve změně struktury energetických zdrojů. Jedná se o to, že se investuje do přenosové soustavy, protože se čeká nárůst lokálních výrobních zdrojů, hlavně solárních a větrných elektráren. Jako další probíhají investice do akumulace energie, čímž se myslí hlavně přečerpávací vodní elektrárny v Alpách.

Polsko je přesný opak Rakouska. Podíl výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů je pouhých 15 %. Polsko také neprovozuje žádnou jadernou elektrárnu. Z toho však vyplývá, že velká část elektřiny se v Polsku vyrábí spalováním uhlí (až 70 %). Díky tomu se Polsko podílí velkým dílem na produkci skleníkových plynů. V Polsku však již existuje energetická koncepce, která má za cíl snížit podíl uhlí na 50 % do roku 2040. Také je zde snaha uhelné elektrárny modernizovat a snažit se o co nejčistší spalování. Jako hlavní spásu vidí Polsko v elektrické energii z jádra. Do roku 2033 má v plánu postavit první jadernou elektrárnu. Dále by Polsko chtělo začít budovat větrné farmy na pobřeží, po vzoru Německa a Dánska.

Dalším evropským unikátem je Slovensko. Tam jsou vybudovány dvě jaderné elektrárny (Jaslovské Bohunice a Mochovce), které se podílí na výrobě elektrické energie 52 %. Avšak elektrárna Jaslovské Bohunice je již poměrně zastaralá a její modernizace není jednoduchá, jak z hlediska technického, tak politického. U jaderné elektrárny Mochovce jsou v provozu dva bloky a dva bloky jsou před dokončením, se kterým jsou však výrazné problémy. Jejich uvedení do provozu bylo již několikrát odloženo. Mimo jaderné elektrárny jsou v energetickém mixu na Slovensku zastoupeny 17 % vodní elektrárny. Co se týče spalování fosilních paliv, podíl na energetickém mixu je někde kolem 10 %. Na Slovensku je unikátní, že zde nejsou v podstatě žádné větrné elektrárny.

Další zemí, ve které má dominantní místo jaderná energie, je Francie. V této zemi je v provozu 58 jaderných elektráren, které se podílí na výrobě elektřiny asi 70 %. Dalším zdrojem elektrické energie je ve Francii vodní energie (cca 10 %), v menší míře pak další obnovitelné zdroje (vítr a biomasa). Podíl uhelných elektráren je ve Francii asi kolem 1 %. Ačkoli z hlediska skleníkových plynů je Francie ekologicky přívětivá, největší potíž má se stářím svých jaderných elektráren. Modernizace těchto elektráren se prodlužují a prodražují, tudíž velký počet jaderných elektráren začíná budít negativní reakce. Tím pádem je ve Francii také sílící tlak na zvýšení výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů.

Velká Británie se z hlediska energetického mixu spoléhá na plyn, který má podíl asi 38 %. Kromě plynu se zde uplatňují ve větší míře obnovitelné zdroje, a to hlavně větrná energie a biomasa. Celkový podíl obnovitelných zdrojů činí přibližně 36 %. Do roku 2025 se chce Velká Británie úplně zbavit uhelných elektráren, což se zřejmě

podací (aktuální podíl asi 2 %). Velká Británie má v plánu být do roku 2050 tzv. uhlíkově neutrální, což by znamenalo omezení výroby elektřiny z plynu. Řešením by mohla být výstavba jaderných elektráren, kterých by podle výpočtů bylo potřeba asi 12. Na britských ostrovech však není obyvatelstvo nakloněno jádru, tudíž se spíše očekává podpora lokálních solárních a větrných elektráren.

Velmi podobně je na tom Irsko, které je závislé na plynu (až 52 %). V Irsku navíc nejsou jaderné elektrárny. Irsko jakožto ostrovní stát se snaží využívat co nejvíce energie větru (28 %). Spalování uhlí je v tomto státě na ústupu, tvoří jen cca 15 %.

Dalšími zeměmi, které se spoléhají na jádro a plyn, jsou Belgie a Nizozemsko. V obou zemích navíc roste podíl výroby elektrické energie z větru. V Belgii je podíl jaderných elektráren asi 47 % a plynových asi 26 %. Zbytek je tvořen obnovitelnými zdroji, uhlí se v Belgii v podstatě již nespáluje. Nizozemsko spíše než na jaderné elektrárny (3 %) spoléhá na plynové elektrárny, které tvoří podíl na energetickém mixu asi 61 %. V této zemi se zatím stále spaluje černé uhlí (asi 14 %), zbytek energetického mixu je složen z obnovitelných zdrojů.

Zajímavou zemí je Lucembursko, jakožto malé zemi se zde nevyplatí stavět velké zdroje elektrické energie, tudíž se tato země zaměřila na podporu lokálních větrných elektráren. Jediným zdrojem, který je v Lucembursku rozšířený, jsou vodní elektrárny, tvořící asi 17 % podíl na energetickém mixu. Skoro tři čtvrtiny (cca 73 %) elektřiny Lucembursko dováží z okolních zemí.

Další země střední Evropy, kterými jsou Maďarsko a Slovinsko, spoléhají na jádro. Co se týče Maďarska, jaderné elektrárny tvoří asi 36 % energetického mixu. Dalších 19 % energetického mixu Maďarska tvoří plyn, jen 9 % obnovitelné zdroje, 10 % hnědouhelné elektrárny. Zbýlých 26 % elektrické energie Maďarsko dováží. Slovinsko je na tom s jádrem stejně jako Maďarsko (36 %), avšak místo plynu jako další zdroj používá vodní elektrárny (29 %). Ostatní obnovitelné zdroje ve Slovinsku vyrábí jen asi 3 % elektřiny, výrazným podílem se na energetickém mixu podílí hnědé uhlí, ze kterého se vyrobí asi 25 % elektřiny. Slovinsko však nemusí dovážet elektřinu.

Severní Evropa je, co se týče energetického mixu, celkem pestrá. Finsko má čtvrtinu elektřiny z jádra (27 %), vodní energie tvoří asi 14 % energetického mixu. Přes 21 % elektřiny je z obnovitelných zdrojů, kolem 10 % má podíl na vyrobené elektřině uhlí. Avšak skoro čtvrtina elektřiny (23 %) je do Finska dovážena. Švédsko je na tom podobně jako Finsko, ačkoliv do Švédska se elektřina nedováží. Švédský energetický mix je tvořen 39 % jádrem, 38 % vodou a 20 % obnovitelnými zdroji. V obou zemích je výrazný nárůst výroby elektrické energie z větru.

Dalším zástupcem severu jsou Baltské státy. Litva v roce 2010 uzavřela svou jedinou jadernou elektrárnu, protože to byla podmínka jejího vstupu do Evropské unie (elektrárna byla značně zastaralá). Od té doby se do Litvy importuje asi 66 % elektřiny z okolních států, protože země neměla za jadernou elektrárnu náhradu. V Litvě nejsou



v podstatě žádné jiné zdroje elektrické energie než obnovitelné, které tvoří 28 % energetického mixu. V zemi jsou ještě zastoupeny v malé míře plynové elektrárny (4 %). Zajímavým baltským státem je Estonsko, které má 56 % zastoupení výroby elektrické energie z ropy, respektive ropných břidlic. Dalších 17 % energetického mixu tvoří obnovitelné zdroje (biomasa a vítr), 6 % je zastoupeno uhlí a asi 21 % elektřiny je dováženo (přičemž v roce 2018 se ještě nedovážela žádná elektřina, ale tlakem Evropské unie Estonsko ustupuje od ropných břidlic). Estonsko má tu výhodu, že na svém území ropné břidlice těží, takže je soběstačné. Ovšem těžba a spalování ropných břidlic je větší ekologickou zátěží než spalování hnědého uhlí, proto je Estonsko považováno za velkého producenta CO<sub>2</sub>. Estonsko má však snahu spalovat břidlice společně s biomasou nebo uhlím, což snižuje emise CO<sub>2</sub>. Jistou nadějí z hlediska zbavení se závislosti na ropných břidlicích jsou malé modulární jaderné reaktory, které by Estonsko chtělo začít budovat. První takový reaktor by měl být uveden do provozu v roce 2028.

Jižní Evropa je z hlediska výroby elektrické energie taktéž zajímavá. Podle očekávání by se měly ve větší míře uplatňovat solární elektrárny, pravda je ale jinde. Větší podíl na energetickém mixu mají, v porovnání se solárními elektrárnami, elektrárny větrné. Zbytek energetického mixu závisí na tom, jakou primární energii má která země k dispozici. Například Řecko vyrábí elektřinu z uhlí (20 %), plynu (29 %), obnovitelných zdrojů (asi 26 %) a jiných fosilních paliv (9 %). Zbytek elektřiny se do Řecka dováží. Chorvatsko má výrazný podíl energetického mixu tvořen vodními elektrárnami (29 %), plynové elektrárny se pohybují kolem 16 %, 9 % připadá na obnovitelné zdroje, uhelné elektrárny jsou zastoupeny asi 7 % a zbytek elektřiny se dováží (cca 37 %). Dalším jižním státem je Itálie. V té převládá výroba elektřiny z plynu (42 %), dalšími zdroji jsou uhlí a jiná fosilní paliva (11 %) a obnovitelné zdroje (35 %). Zhruba 12 % elektřiny je do Itálie dováženo. Španělsko má jako jediné z jižních států k dispozici jadernou energii (21 %). Dalšími zdroji elektřiny jsou plyn (30 %), uhlí a jiná fosilní paliva (11 %), obnovitelné zdroje (36 %), dováží se asi 2 % elektřiny. Portugalsko, sousedící se Španělskem, je na tom velice podobně, ale nemá jadernou elektrárnu. Energetický mix Portugalska je tvořen plynem (30 %), uhlím (13 %) a obnovitelnými zdroji (51 %). Asi 6 % elektřiny se do Portugalska dováží. U Španělska a Portugalska patří výrazný podíl obnovitelných zdrojů větrné energii (20 a 24 %).

Nakonec zbývá východní Evropa, ve které stále výrazný podíl na energetickém mixu patří uhlí. V Bulharsku se 41 % elektrické energie vyrobí spalováním hnědého uhlí. Dalším výrazným zdrojem elektrické energie je v Bulharsku jádro, která má podíl asi 37 % a zhruba 14 % elektřiny v Bulharsku je vyrobeno z obnovitelných zdrojů. Rumunsko má také ve svém energetickém mixu výrazný podíl uhlí (asi 22 %), nicméně to je doplněno jádrem (18 %), plynem (15 %), vodními elektrárnami (26 %) a zbytkem obnovitelných zdrojů (15 %) [4].

### 3.1.2 Spotřeba elektrické energie v EU

Spotřeba elektrické energie v Evropské unii klesá. Mezi roky 2005 a 2015 se spotřeba snížila o více než 10 % a tento trend stále pokračuje. To, že spotřeba elektrické energie v EU klesá, je způsobeno zvyšující se energetickou účinností, možná příčina by taktéž mohly být teplejší zimy, díky nimž se snížil objem energie na vytápění, svou roli mohly hrát i změny v ekonomice.

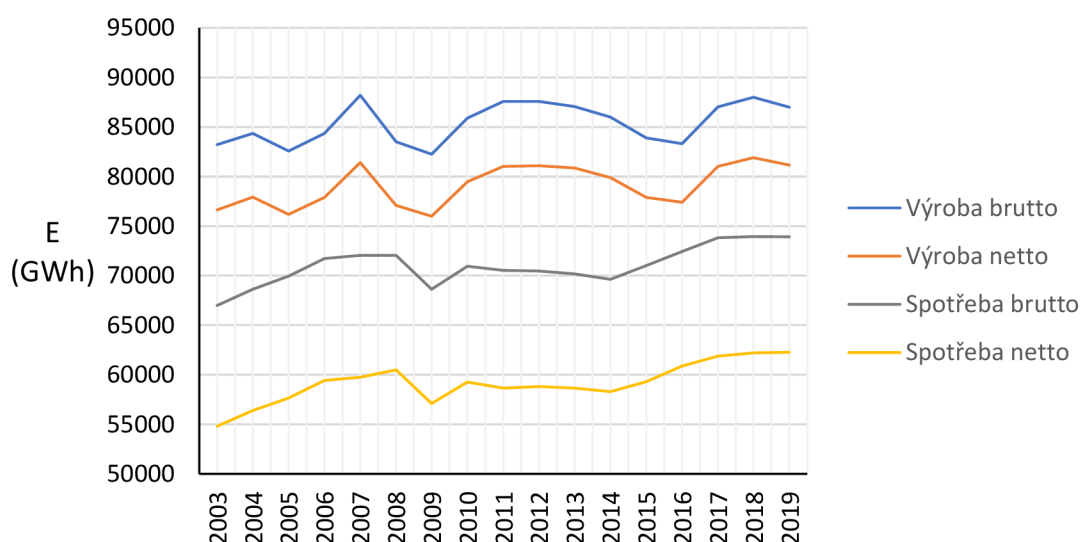
Z hlediska výrobních zdrojů je situace taková, že velká část spotřebované energie pochází z fosilních paliv (v roce 2015 přes 70 % spotřeby), ačkoliv jejich podíl v energetickém mixu Evropské unie klesá. Podíl obnovitelných zdrojů energie však rychle roste, v období let 2005 až 2015 vzrostl z 9 % na skoro 17 % a do budoucna se očekává, že se bude i nadále zvyšovat.

Co se týče sektorového rozdělení spotřeby elektrické energie, největší podíl zaujímá doprava (asi 31 %), následují domácnosti (cca 27 %) a průmysl (25 %) [5].

## 3.2 Vývoj výroby a spotřeby elektrické energie v ČR

Česká republika má z pohledu výroby elektrické energie bohatý energetický mix výrobních zdrojů. Díky tomu, a také díky velikosti instalovaného výkonu, je Česká republika z hlediska elektrické energie exportní stát, tudíž výroba převažuje nad spotřebou. V roce 2019 se v Česku vyrobilo 86,988 TWh brutto elektrické energie, spotřebovalo se 73,931 TWh brutto. Přeshraniční saldo České republiky bylo za rok 2019 -13,096 TWh, přičemž nejvíce elektrické energie se exportovalo do Rakouska a na Slovensko. Naopak nejméně elektřiny bylo exportováno do Polska.

Na obrázku 3.1 je vyobrazen vývoj výroby a spotřeby elektrické energie v ČR.



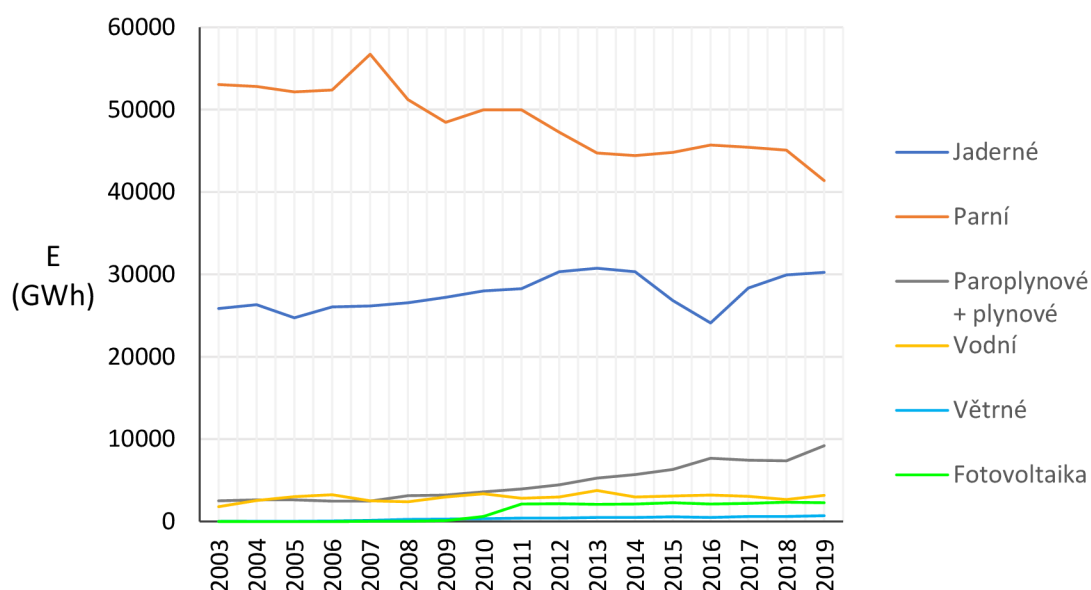
**Obr. 3.1** Vývoj výroby a spotřeby elektřiny v České republice

Z průběhů na obrázku 3.1 je patrné, že výroba elektřiny brutto v České republice za posledních 15 let fluktuuje kolem hodnoty 85 TWh. Naopak spotřeba elektřiny mírně narůstá, když za posledních 15 let vzrostla o cca 6 TWh. Pokud by se tedy výroba elektrické energie neměnila, za přibližně 30 let by se v Česku spotřeba rovnala výrobě a Česko by se stalo importní zemí.

Celkový instalovaný výkon všech druhů elektráren je v Česku 21 330 MW, z toho parní (uhelné) elektrárny zaujímají zhruba 50 % (10 058 MW). Druhý typ elektráren podle instalovaného výkonu jsou elektrárny jaderné, jejichž podíl na celkovém instalovaném výkonu v ČR je 19 % (4 290 MW). Další druhy elektráren jsou již zastoupeny méně než 10 % celkového instalovaného výkonu v ČR, přičemž podíl paroplynových elektráren činí 6 % (1 364 MW), plynových a spalovacích 4 % (962 MW). Vodní elektrárny mají podíl 5 % (1 091 MW), přečerpávací vodní elektrárny jsou zastoupeny taktéž 5 % (1 172 MW). Zbývají větrné elektrárny, které mají v instalovaném výkonu zastoupení 2 % (339 MW) a fotovoltaické elektrárny, které zaujímají 9 % (2 054 MW) celkového instalovaného výkonu.

Z hlediska skutečně vyrobené elektrické energie vypadá situace v podstatě totožně. Největší podíl na výrobě elektrické energie mají v Česku parní elektrárny, ve kterých dochází ke spalování uhlí, převážně hnědého. Velikost podílu tohoto druhu elektráren činí asi 47,5 % na energetickém mixu. Dalším výrazným výrobním zdrojem jsou v České republice jaderné elektrárny, které vyrábí zhruba 35 % veškeré elektřiny vyrobené v Česku. Další druhy elektráren v České republice vyrobí dohromady nějakých 17,5 % veškeré elektřiny, z toho cca 10,5 % se vyrobí v paroplynových a plynových elektrárnách. Ze zbývajících 7 % vyrobí vodní elektrárny polovinu, tj. 3,5 % veškeré elektrické energie v Česku. Zbylá 3,5 % elektřiny se vyrobí ze slunečních (2,5 %) a větrných elektráren (1 %).

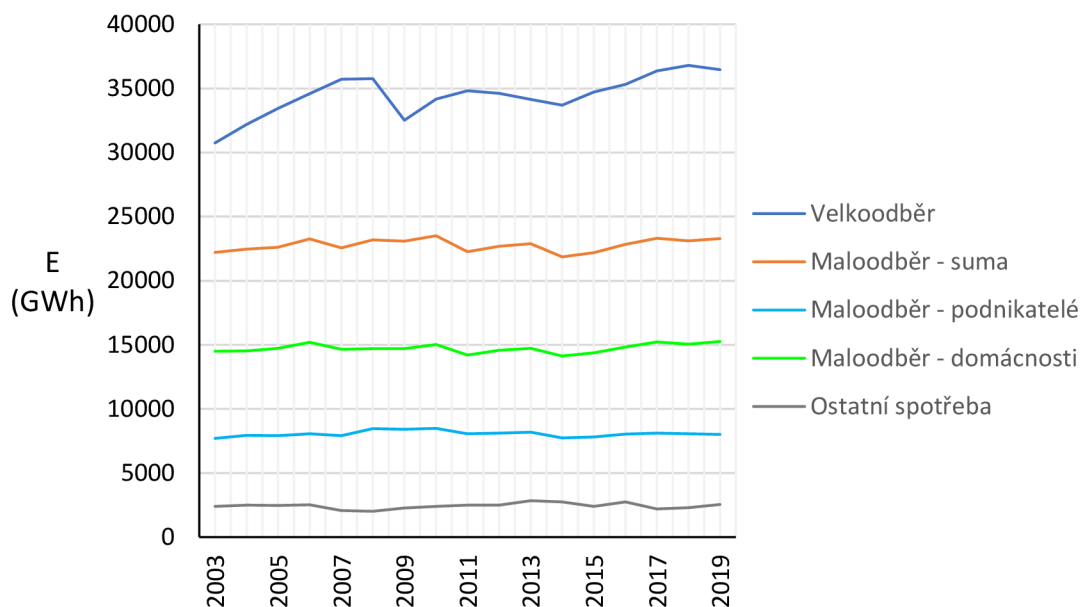
Na následujícím obrázku 3.2 je znázorněn vývoj výroby elektrické energie v České republice v závislosti na tom, jakým zdrojem byla elektřina vyrobena.



**Obr. 3.2** Vývoj výroby elektřiny brutto pro jednotlivé výrobní zdroje

Z obrázku 3.2 je patrné, že v Česku klesá podíl parních elektráren spalujících uhlí na výrobě elektrické energie, kdy za posledních 15 let klesla výroba z tohoto zdroje o přibližně 10 TWh. Tento pokles je dán tlakem Evropské unie na dekarbonizaci a snižování obsahu oxidu uhličitého ve vzduchu. Co se týče jaderných elektráren, jejich příspěvek k výrobě elektrické energie je zhruba stále stejný, dá se říct, že mírně rostoucí. To je způsobeno modernizací jaderných elektráren, případně navyšováním jejich výkonu. Výkyvy v grafu mohou být způsobeny odstávkami. Paroplynové a plynové elektrárny jsou oproti parním elektrárnám na vzestupu. Za posledních 15 let se ztrojnásobil objem vyrobené elektřiny z těchto zdrojů. Tyto elektrárny spalují zemní plyn, který je stejně jako uhlí nebo ropa fosilním palivem, avšak při jeho spalování vzniká daleko méně škodlivých látek, než při spalování uhlí a ropy. U vodních elektráren je vidět, že objem vyrobené elektřiny je přibližně konstantní. Tento druh výrobního zdroje se v Česku nedá příliš rozvíjet, protože vodní toky nejsou natolik silné, aby se na nich daly stavět velké vodní elektrárny. Objem vyrobené elektrické energie z větrných elektráren za posledních 15 let také narostl, avšak nijak významně. Je to tím, že v České republice není mnoho vhodných míst k výstavbě větrných elektráren. Razantní nárůst vyrobené energie ze solárních elektráren je patrný po roce 2010, což je způsobeno dotacemi, které stát v roce 2010 uděloval na stavbu solárních elektráren. To zapříčinilo výstavbu mnoha tzv. solárních parků, díky kterým prudce narostl instalovaný výkon solárních elektráren. Od té doby je však objem vyrobené elektrické energie solárními elektrárnami konstantní.

Jak již bylo řečeno, Česká republika je exportní zemí. Spotřeba elektřiny v zemi je menší než výroba. Na následujícím obrázku 3.3 je vidět vývoj spotřeby elektrické energie v Česku v závislosti na druhu spotřeby.



**Obr. 3.3** Vývoj spotřeby elektrické energie v ČR v závislosti na druhu spotřeby

Co se týče obrázku 3.3, je z něj patrné, že spotřeba elektřiny v České republice se za posledních 15 let v podstatě nezměnila, až na velkoodběr, tj. odběr elektřiny ze sítě VVN a VN. Nejspíše je to způsobeno rozvojem firem, případně výstavbou budov energeticky náročných, například stadionů, kancelářských budov atd. Z hlediska maloodběru je spotřeba elektrické energie stále na stejné úrovni, přičemž více elektřiny (skoro dvojnásobek) odebírají domácnosti oproti podnikatelům. V grafu je také znázorněn průběh tzv. ostatní spotřeby, do které patří lokální odběry, spotřeba elektrické energie provozovatelů přenosových a distribučních soustav, elektřina potřebná na výrobu tepla atd. [6].

## 4. STATISTIKA TĚŽBY A SPOTŘEBY ZEMNÍHO PLYNU

### 4.1 Vývoj těžby a spotřeby zemního plynu v EU

Podíl zemního plynu na energetickém mixu Evropské unie roste, oproti ostatním fosilním palivům (ropě a uhlí), které jsou na ústupu. V rámci dohody Evropské unie, týkající se dekarbonizace, se počítá se zemním plynem jako s klíčovým zdrojem, který překlene období mezi útlumem využívání uhlí a přechodem k obnovitelným zdrojům energie.

Hlavními důvody využívání zemního plynu jsou nízké emise škodlivých látek, jeho dostupnost a flexibilita použití. Zemní plyn je tedy zdrojem, který je vhodný pro pokrytí energetických špiček, tj. období, kdy obnovitelné zdroje energie nestačí samy pokrývat aktuální poptávku po elektrické energii. Zároveň je spalování zemního plynu poměrně šetrné k životnímu prostředí. Další výhodou zemního plynu je možnost skladování v podzemních zásobnících, přičemž tento způsob akumulace energie je výrazně lepší než možnosti akumulace elektrické energie [7].

Zemní plyn je nicméně také fosilní palivo, tedy neobnovitelný zdroj energie. Do budoucna by se tento druh paliva měl také nahradit zdroji obnovitelnými, jmenovitě obnovitelnými plyny (plyny uhlíkově neutrálními), které budou vyráběny cíleně z obnovitelné elektrické energie. Těmito plyny jsou biometan, syntetický metan a vodík. Podíl těchto plynů na celkové spotřebě plynu v rámci EU se však neočekává vyšší než jednotky procent do roku 2030 [8].

#### 4.1.1 Těžba zemního plynu v EU

Evropská unie je silně závislá na dovozu zemního plynu. Zhruba dvě třetiny spotřebovávaného zemního plynu v rámci Evropské unie se dováží, a to buď plynovody, nebo ve formě zkapalněného zemního plynu tankery po moři [9].

Největším dovozcem zemního plynu do Evropské unie je Rusko, odkud pochází zhruba 40 % veškerého dováženého zemního plynu. Druhým největším dovozcem zemního plynu do EU je Norsko, které dodává zhruba 20 % spotřeby zemního plynu. Dalšími státy, ze kterých se dováží zemní plyn, jsou Alžírsko a Katar.

Jedním z mála států EU, které těží (ve větší míře) zemní plyn, je Nizozemsko, avšak v posledních letech se zde těžba utlumuje, převážně kvůli rostoucí seismické aktivitě způsobené těžbou. Dalším státem, který těží zemní plyn, je Velká Británie, která využívá nalezišť v Severním moři. Nicméně tato naleziště jsou v podstatě vyčerpána. Ve Velké Británii se však začal těžit břidlicový plyn, který má v podstatě totožné složení jako plyn zemní. Poslední zemí, která má významnější ložiska zemního plynu, je Ukrajina, ve které začala těžba ve větší míře relativně nedávno (před pár lety), a to v důsledku snížení závislosti na dodávkách zemního plynu z Ruska [10].

#### 4.1.2 Spotřeba zemního plynu v EU

Spotřeba zemního plynu v Evropské unii roste. Od roku 2015 dochází k růstu spotřeby zemního plynu v průměru o 5 % ročně v rámci celé EU. V roce 2017 činila spotřeba zemního plynu v EU 548 miliard m<sup>3</sup>. Růst spotřeby zemního plynu je způsoben vlivy počasí, růstem ekonomiky a v neposlední řadě také vyšším využíváním zemního plynu k výrobě elektrické energie (díky snižování výroby elektrické energie z uhlí). Spotřebu zemního plynu také velmi výrazně ovlivňuje jeho cena [11].

Z hlediska použití se zhruba polovina dodaného zemního plynu spotřebuje na vytápění a chlazení. Podíl zemního plynu na vyrobené elektrické energii je v rámci celé Evropské unie cca 16 % (údaj z roku 2017, v současnosti nejspíše vyšší) [9].

Mezi státy, které spotřebují v rámci Evropské unie nejvíce zemního plynu, patří Německo, Velká Británie, Itálie, Francie, Nizozemsko a Španělsko, výraznější nárůst spotřeby zemního plynu má také Turecko a Portugalsko [11].

Pokud se spotřeba zemního plynu dá do souvislosti s těžbou, situace vypadá následovně. Jak již bylo uvedeno výše, prakticky všechny státy Evropské unie jsou závislé na dovozu zemního plynu. Avšak 5 členských států EU vytěžilo na svém území v roce 2015 více než 50 % zemního plynu, který následně spotřebovaly. Jedná se o tyto státy: Velká Británie (přechází na břidlicový plyn), Nizozemsko (ukončuje těžbu), Rumunsko, Dánsko a Chorvatsko. Pokud bude u těchto států nahlíženo zároveň také na vývoz zemního plynu, dá se říct, že významnější těžbu má jen již dříve zmíněné Nizozemsko. Ostatní státy (kromě Dánska) nemají výraznější vývoz, tudíž vlastní těžbou zvládnou pokrýt jen vlastní spotřebu.

U některých států se dá dále povšimnout toho, že ačkoliv nemají výraznější vlastní těžbu, jsou schopny vyvážet zemní plyn. To je způsobeno tím, že tyto státy obchodují na trhu se zemním plynem, tudíž nakupují více, než ve skutečnosti spotřebují. Přebytkový zemní plyn poté prodávají. Těmito státy jsou Německo, Francie, Španělsko, Belgie a Rakousko [9].

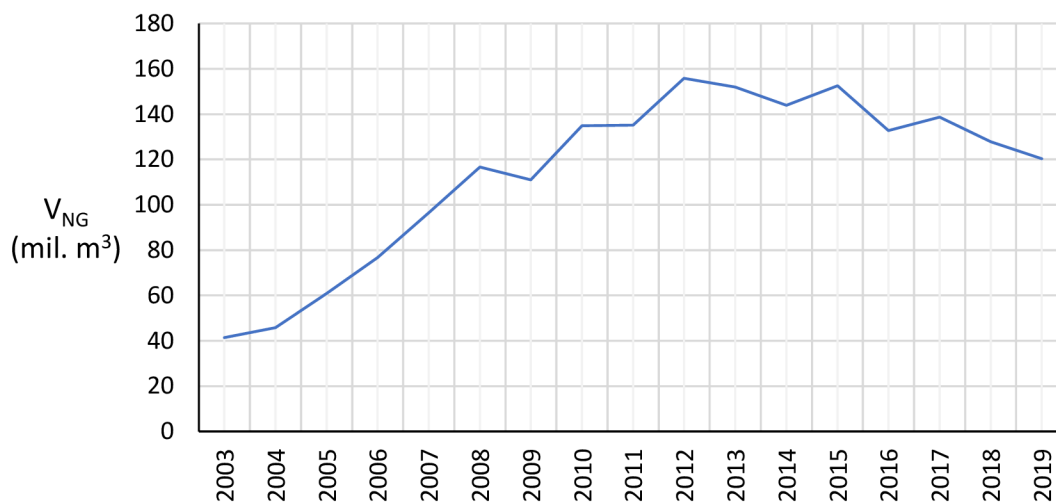
## 4.2 Vývoj těžby a spotřeby zemního plynu v ČR

Česká republika je z pohledu zemního plynu importní zemí. Stejně jako celá Evropská unie, je také Česká republika závislá na dovozu zemního plynu, a to převážně z Ruska, které dodává v podstatě veškerý spotřebovaný zemní plyn v České republice. V posledních letech roste podíl importovaného zemního plynu z Norska.

Zemní plyn, který se v ČR spotřebuje, je z 98 % importovaný. Jen zhruba 1 % až 2 % tvoří plyn získaný vlastní těžbou. V roce 2019 se v České republice spotřebovalo 8 564,6 milionů m<sup>3</sup> zemního plynu, zároveň se vytěžilo pouhých 120,3 milionů m<sup>3</sup> zemního plynu.

Těžba zemního plynu na území České republiky probíhá na dvou místech. Jedno místo je v oblasti vídeňské pánve na jižní Moravě v okolí města Hodonín, druhé leží v oblasti hornoslezské pánve v Moravskoslezském kraji v okolí Ostravy [12].

V následujícím obrázku 4.1 je vidět vývoj těžby zemního plynu v České republice.

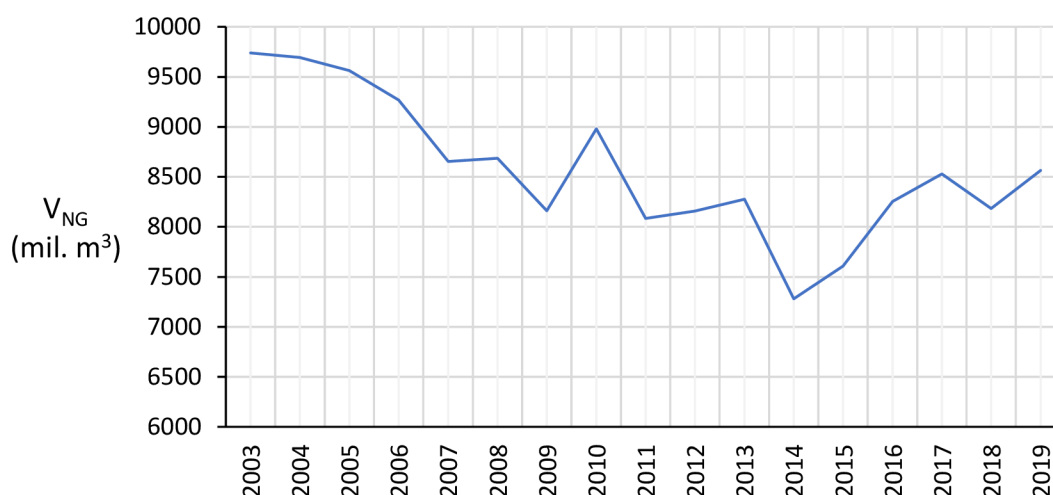


**Obr. 4.1** Vývoj těžby zemního plynu v České republice

Z obrázku 4.1 je patrné, že těžba zemního plynu v České republice se za posledních 20 let v podstatě ztrojnásobila, až zečtyřnásobila, avšak vytěžené množství je stále zanedbatelné. Je to dáno tím, že zásoby zemního plynu v České republice jsou poměrně malé.

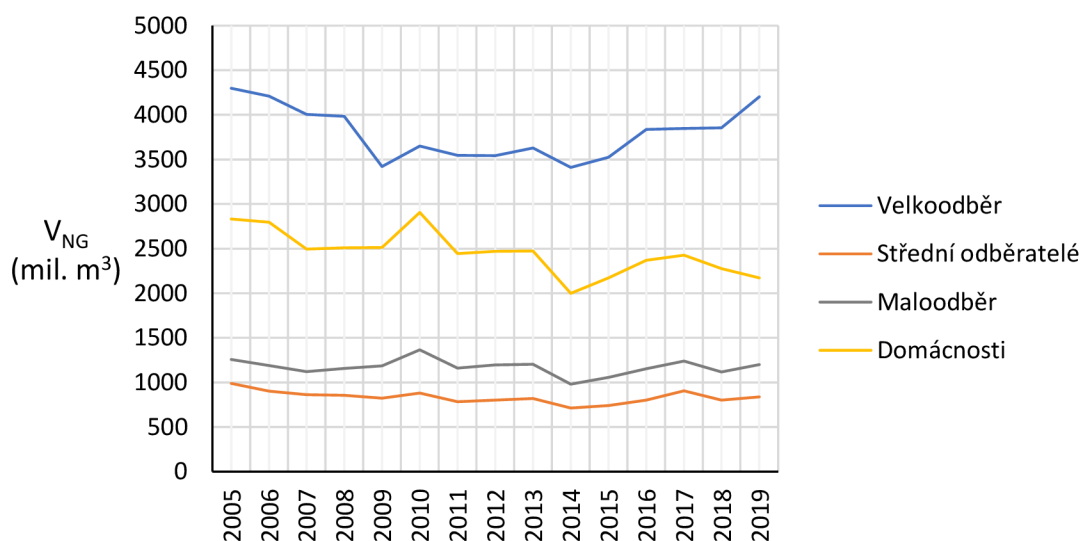
Z hlediska spotřeby zemního plynu v České republice je situace taková, že v posledních pěti letech spotřeba roste. Avšak pokud se bude hodnotit delší časové období, dá se říct, že spotřeba zemního plynu v ČR kolísá kolem hodnoty 8 500 milionů m<sup>3</sup>. Kolísání spotřeby je zapříčiněno zejména venkovní teplotou. Jelikož je zemní plyn využíván k vytápění a ohřevu vody, pokud je teplejší počasí, spotřebuje se méně plynu a naopak. Vývoj spotřeby zemního plynu v České republice je vyobrazen na obrázku 4.2.





**Obr. 4.2** Vývoj spotřeby zemního plynu v České republice

Co se týče jednotlivých odběratelů zemního plynu, převažují domácnosti (asi 92 % ze všech), nejméně odběratelů je v oblasti velkoodběru. Avšak z hlediska spotřeby zemního plynu je situace opačná. Vývoj spotřeby zemního plynu v ČR podle jednotlivých druhů odběratelů je vyobrazen na následujícím obrázku 4.3:

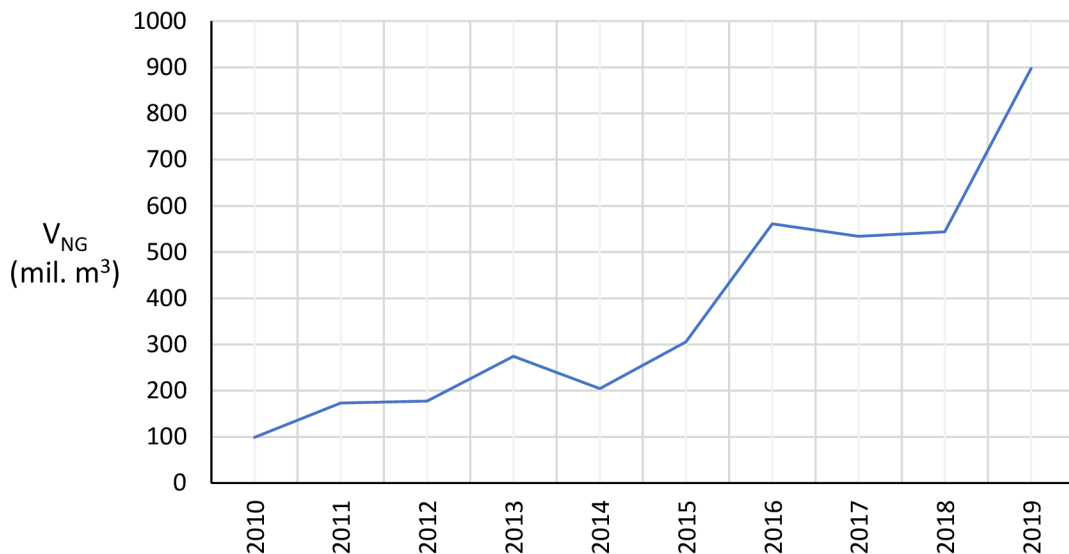


**Obr. 4.3** Vývoj spotřeby zemního plynu podle jednotlivých odběrů

Na obrázku 4.3 je vidět, že zhruba polovinu spotřebovaného zemního plynu využijí velkoodběratelé, čtvrtinu spotřebují domácnosti (převážně na vytápění, ohřev vody, popřípadě vaření), zbylou čtvrtinu si rozdělí střední odběratelé s maloodběrem. Co se týče jednotlivých průběhů, dá se říct, že jsou v podstatě konstantní, jen mírně

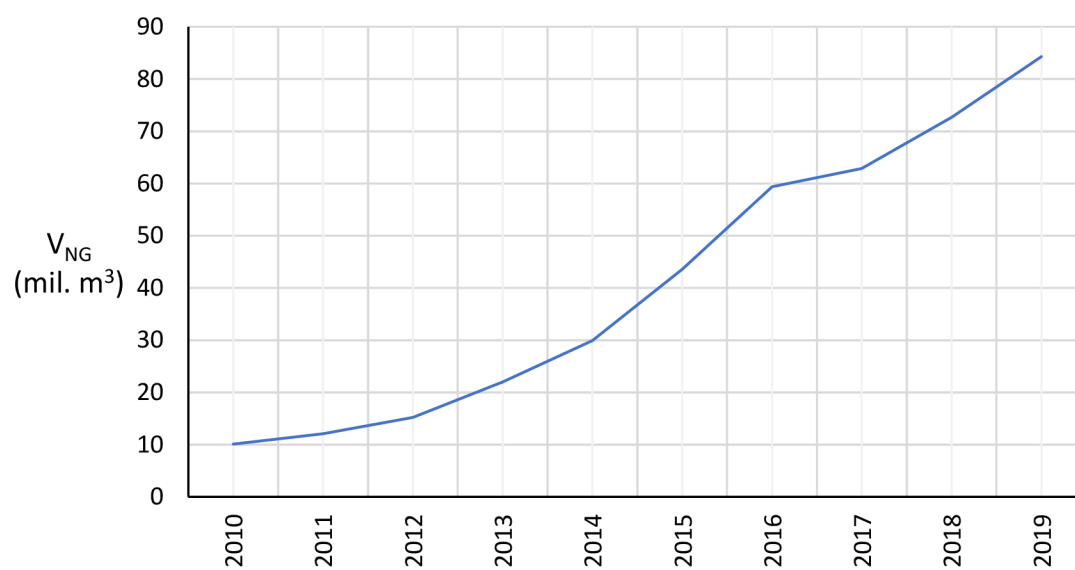
fluktuují, a to v závislosti na počasí, ekonomické situaci a ceně zemního plynu. Jen u domácností lze pozorovat určitý mírný pokles za posledních 15 let.

Zemní plyn se v České republice, podobně jako v ostatních evropských zemích, využívá nejen na vytápění, ale také na výrobu elektrické energie. Je to dáno například dekarbonizací ekonomiky, případně potřebou vykrývat výkonové špičky. Na vývoji spotřeby zemního plynu, použitého pro výrobu elektrické energie v ČR, je patrný jasný nárůst. Za posledních 10 let se spotřeba zemního plynu k výrobě elektrické energie v podstatě zdevítnásobila. Situaci dokládá obrázek 4.4:



**Obr. 4.4** Vývoj spotřeby zemního plynu na výrobu elektřiny

V neposlední řadě se nemůže opomenout rozvoj automobilů poháněných zemním plynem. V České republice jsou to automobily poháněné stlačeným zemním plynem (CNG), do budoucna se počítá taktéž s automobily poháněnými zkapalněným zemním plynem (LNG). Na vývoji spotřeby zemního plynu pro dopravu je trend rozvoje jasně patrný. Situace je zobrazena na obrázku 4.5:



**Obr. 4.5** Vývoj dodávek zemního plynu do CNG stanic

Za posledních 10 let se, podobně jako u vývoje spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny, zdevítinásobil objem zemního plynu dodaný do stanic CNG, které slouží pro tankování vozidel poháněných stlačeným zemním plynem [13].

## 5. TECHNOLOGIE POUŽÍVANÉ V RÁMCI KONCEPTU SECTOR COUPLINGU

Sector coupling je v podstatě pojem, který zahrnuje nejen samotnou myšlenku propojení sektorů elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství, ale také technologie, kterými by k tomuto propojení mohlo dojít. Některé z těchto technologií se již v praxi používají (avšak v relativně malém měřítku), jiné jsou spíše ve fázi vývoje, případně jsou určitou vizí do budoucna.

Obecně je tyto technologie možné pojmenovat jako technologie Power-to-X. Principem těchto technologií je přeměna elektrické energie na jiné formy energie, které mají v danou chvíli výhodnější vlastnosti než energie elektrická. Tím je myšleno například lepší schopnost akumulace, možnost přenosu většího množství energie v určitém čase atd. Příkladem těchto technologií jsou technologie Power-to-Gas, Power-to-Liquid a Power-to-Heat. Nicméně tyto technologie mají různé varianty a možnosti provedení.

Technologie Power-to-Gas znamená přeměnu elektrické energie na plyn, a to na vodík, případně pak v dalším kroku na syntetické plyny (například syntetický metan). Elektrická energie by měla pocházet z obnovitelných zdrojů, aby bylo dosaženo co největšího odbourání emisí. Použitím této technologie se tedy vyrábí plyny, které se pak dále mohou využívat v energetickém sektoru, nebo v dopravě. Co se týče vodíku, ten se dá použít jako alternativní palivo k výrobě elektrické energie a tepla v palivovém článku, kterým by se dal poté pohánět elektrický motor ve vozidle s palivovými články, nebo vodíkový ohřívač. Syntetický metan najde využití jako alternativní palivo pro pohon vozidel na zemní plyn, nebo se dá použít při provozu kogeneračních jednotek, tepelných elektráren, nebo plynových topných systémů. Plyny a plynárenské infrastruktury se dá také využít k dlouhodobému skladování elektrické energie z obnovitelných zdrojů.

Určitou návazností na technologii Power-to-Gas je technologie Power-to-Liquid, při které se mění elektrická energie na kapalné palivo, přičemž nejprve se přemění elektřina na plyn (Power-to-Gas), a poté se plyn přemění na kapalinu. Technologie Power-to-Liquid se tedy používá na zkapalnění plynů, čímž se docílí snadnější přepravy bez potřeby použít potrubí (plynovod). Proces zkapalnění může probíhat různými metodami, jednou z nich je komprese plynu a ochlazení na velmi nízkou teplotu. Zkapalnění vodíku jde docílit také jeho smícháním s oxidem uhelnatým nebo oxidem uhličitým a následným převodem na kapalné uhlovodíky pomocí syntézy. Z těchto uhlovodíků se dá dalším zpracováním získat syntetický benzín. Syntetická paliva představují v současné době nejlepší možnost využití obnovitelné energie, a to zejména v oblasti letectví, lodní dopravy a přepravy těžkých nákladů.

Další technologií je technologie Power-to-Heat, při které se elektrická energie mění na teplo, které se dále využívá při komerčních dodávkách tepla, dodávkách technologického (průmyslového) tepla, v oblasti místního a dálkového vytápění pro ohřev vody a provoz topných systémů. Dalším využitím této technologie jsou tepelná čerpadla, díky kterým se získává teplo z okolního prostředí, kterým se následně vytápí budovy, případně probíhá ohřev vody. Mimo jiné se této technologii využívá u přístrojů, které se využívají každý den, jako jsou rychlovarné konvice, nebo bojler na teplou vodu. Této technologii lze však využít i naopak, tj. z tepla se dá vyrábět elektrická energie. Příkladem takového použití této technologie může být využití odpadního tepla v paroplynových elektrárnách [14].

Jednotlivé technologie P2X jsou detailně popsány v následujícím textu.

## 5.1 Technologie Power-to-Heat

Technologie Power-to-Heat, zkráceně P2H, se definuje jako proces, při kterém se generovaná elektrická energie používá k vytápění budov, případně ke chlazení, obvykle prostřednictvím tepelných čerpadel nebo kotlů. V poslední době se do problematiky P2H dále integruje využití obnovitelné energie, inteligentní správa zátěže a systémy skladování tepelné energie. Pojem P2H se také v čím dál větší míře používá k popisu flexibilního propojení energetického a tepelného sektoru [15].

V rámci dekarbonizace ekonomiky a rostoucího podílu obnovitelných zdrojů energie na výrobě elektřiny a jejich integraci do různých odvětví konečné spotřeby, se stále větší pozornost výzkumných pracovníků, tvůrců politik a dalších zainteresovaných osob upíná na technologii P2H. To je způsobeno zejména tím, že v porovnání s jinými možnostmi flexibility energetického systému a strategiemi Sector couplingu, se propojení sektoru energetiky a teplárenství ukazuje jako obzvláště slibné do budoucna, a to hlavně z ekonomického hlediska, protože jak náklady na výrobu tepla z elektřiny, tak náklady na skladování tepla jsou relativně nízké. Pružné využívání obnovitelné energie k vytápění může dále výrazně přispět k dekarbonizaci sektoru teplárenství, případně přispět k integraci nestabilních obnovitelných zdrojů energie (zejména solárních a větrných elektráren) do energetického systému tím, že poskytne další flexibilitu [16]. Technologie P2H jsou také, oproti jiným druhům technologií, značně vyspělé, komerčně dostupné a tržně konkurenceschopné. Tím pádem se dá říct, že již v dnešní době mají dopad na energetický sektor. Naproti tomu například technologie Power-to-Gas, o kterých se hodně mluví, zejména o technologii výroby vodíku a biometanu, jsou zatím spíše ve fázi pilotních projektů, tudíž jejich komerční dostupnost a tržní konkurenceschopnost je zatím spíše nižší. Ačkoliv potenciál těchto technologií do budoucna bude zajisté také růst [15].

Co se týče cíle dosažení uhlíkové neutrality do roku 2050, ke kterému se zavázaly státy EU, může být značným předpokladem k jeho naplnění pro mnoho průmyslových

států právě dekarbonizování sektoru teplárenství, potažmo vytápění místností (budov), které představuje podstatnou část konečné spotřeby energie a emisí skleníkových plynů [16]. Důvodem je to, že podle údajů Mezinárodní energetické agentury (IEA) představovalo teplo polovinu konečné spotřeby energie v roce 2019, avšak jen 10 % tepla bylo vyrobeno pomocí jiného druhu obnovitelné energie než biomasy. Dále podle údajů Mezinárodní agentury pro energii z obnovitelných zdrojů (IRENA) bylo v Evropě v roce 2019 pokryto přibližně 75 % ročních požadavků po vytápění a chlazení fosilními palivy, zatímco pouze 19 % tepla bylo vyrobeno z obnovitelných zdrojů [15].

Jak již bylo zmíněno výše, integrace nestabilních obnovitelných zdrojů energie vyžaduje další flexibilitu v energetickém systému. Tento požadavek vyplývá z toho, že výroba elektrické energie ze solárních a větrných elektráren, tzn. z OZE, koresponduje jen částečně s poptávkou po elektřině. Způsobů, jak tuto flexibilitu zajistit, existuje poměrně velké množství, například flexibilní tepelné generátory, různé formy skladování energie, opatření na straně poptávky, připojení elektrických vozidel k síti, případně změny designu nebo umístění OZE. Technologie P2H ve formě flexibilního využívání elektřiny pro účely vytápění, navíc v kombinaci s akumulací tepla, se ukazují jako velice perspektivní zdroj flexibility systému. Tento přístup je v ostrém kontrastu s dosavadním využíváním výroby tepla z elektrické energie, která nebyla preferovanou možností v energetických systémech založených na fosilních palivech.

Technologie P2H mají dále potenciál provést integraci vysokého podílu nestabilních obnovitelných zdrojů do energetického systému nákladově efektivně. Snížení nákladů je dáno: nahrazením nákladných fosilních paliv, lepším využitím kapitálu investovaného do obnovitelných aktiv prostřednictvím sníženého krácení, menší potřebou nákladných technologií špičkového zatížení a skladování energie, efektivnějším provozem tepelných elektráren z důvodu menší potřeby cyklického a částečného provozu a využíváním stávající infrastruktury dálkového vytápění [16].

### **5.1.1 Power-to-Heat v domácnostech**

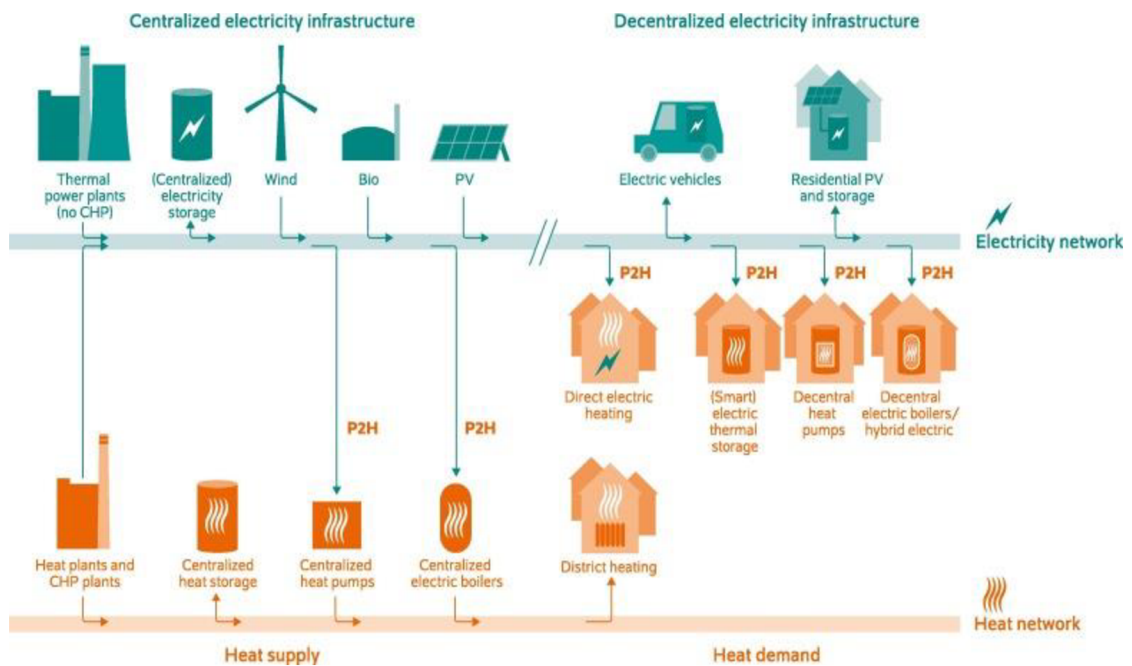
Přeměna elektřiny na teplo se může provést různými způsoby. Z hlediska vytápění se rozlišuje mezi centralizovanou a decentralizovanou možností P2H. Centralizovaný systém vytápění se vyznačuje tím, že se elektřina na teplo přemění v místě, které může být vzdálené od místa skutečného použití tepla, a k distribuci tepla do místa spotřeby se využijí dálkové topné sítě. Naproti tomu decentralizovaný systém vytápění zahrnuje využití elektřiny v místě spotřeby tepla nebo velmi blízko od tohoto místa.

Další dělení technologií P2H může být podle toho, zda obsahují akumulaci tepelné energie, nebo je teplo využíváno přímo bez možnosti akumulace. Centralizované vytápění zahrnuje vždy určitou možnost akumulace, protože síť dálkového vytápění mají samy o sobě určitou schopnost akumulace, přičemž tato možnost akumulace

může být zvýšena pomocí vyhrazených centrálních tepelných akumulčních zařízení, která v závislosti na velikosti mohou nabízet až možnost sezónního skladování energie. Co se týče decentralizovaného vytápění, to může být buď přímé, nebo v kombinaci s akumulací. V tomto případě může být akumulace buď vnitřní, nebo vnější, podle toho, jaká technologie P2H je použita. Příkladem vnitřní akumulace tepelné energie jsou elektrická akumulční kamna, ve kterých je tepelná energie akumulována v pevném médiu, jímž jsou keramické cihly. Pokud je tento systém doplněn o pokročilé komunikační a řídicí zařízení, označuje se tento systém jako „inteligentní“ elektrický tepelný zásobník. Příkladem vnější akumulace tepelné energie jsou prvky akumulace teplé vody ve standardních bytových topných systémech. Kromě tohoto aktivního tepelného zásobníku, umožňujícího řízené nabíjení a vybíjení, existuje možnost pasivního tepelného zásobníku. Tímto se označuje ukládání tepelné energie ve hmotě budovy, případně v interiéru, avšak tato akumulovaná tepelná energie se uvolňuje nekontrolovaně.

Všechny uvedené systémy vytápění mohou být taktéž využívány k zásobování teplou užitkovou vodou, tj. k jejímu ohřevu. Jedinou výjimkou je „inteligentní“ elektrický tepelný zásobník, u kterého to není možné.

V rámci výše uvedeného dělení vytápění pak lze rozlišit různé technologické prvky, kterými je zajištěno vytápění, tudíž prvků pracujících na principu P2H. Těmito prvky jsou vesměs kogenerační jednotky, různé druhy tepelných čerpadel a odporových ohřivačů. V centralizovaném vytápění se používá buď velkých tepelných čerpadel, využívajících geotermální energii, či odpadní teplo, nebo velkých elektrických kotlů, obvykle ve formě elektrodových kotlů. Tyto prvky se používají také v decentralizovaném vytápění, avšak v menší podobě a ve spojení s vnějším zásobníkem tepelné energie. Běžná jsou tedy tepelná čerpadla malého výkonu čerpající energii ze vzduchu, případně ze země. Odporové vytápění je zastoupeno elektrickými kotli nebo elektrickými topnými články v kotlích, které jsou primárně poháněny jiným primárním nosičem energie, například zemním plynem. Tento systém se nazývá hybridní vytápění, což je v podstatě kombinace vodního vytápěcího systému založeného na vodě s kotlem, který je poháněn zemním plynem a doplněn o elektrický topný článek.



**Obr. 5.1** Propojení technologií Power-to-Heat s elektrizační a teplotní soustavou [16]

Obrázek 5.1 ilustruje propojení různých možností P2H s elektrickými sítěmi a sítěmi dálkového vytápění. Centralizované systémy P2H odebírají elektřinu ze sítě k výrobě tepla pomocí velkých tepelných čerpadel nebo elektrických kotlů. Tepelná energie je poté transportována k domácnostem. Naproti tomu decentralizované systémy P2H nevyužívají tepelné sítě. Obrázek 5.1 také naznačuje, že většina systémů P2H zahrnuje určitou schopnost akumulace energie [16].

Tepelná čerpadla obecně pracují s již 160 let starým principem, kdy se elektrická energie využívá k „přenosu tepelné energie z okolí do budov“, přičemž tepelná energie může pocházet ze vzduchu, vody, nebo ze země. Co se týče využití energie v tepelných čerpadlech, přibližně 66-80 % energie pochází z okolního prostředí (vzduch, voda, země) a zbývajících 20-34 % tvoří elektřina, pomocí které se zajišťuje řízení procesu. Z tohoto vychází největší výhoda tepelných čerpadel, kterou je jejich vysoká účinnost, udávaná u tepelných čerpadel tzv. topným faktorem (COP), což je poměr získané tepelné energie ku spotřebované elektrické energii. Vysoká účinnost (vysoký topný faktor) vychází z toho, že z jedné jednotky elektrické energie se může vyprodukovat několik jednotek energie tepelné, navíc tento systém může poskytnout kromě jednotek tepelných i jednotky chlazení. Účinnost tepelných čerpadel také závisí na velikosti uvažovaného teplotního spádu, přičemž platí, že čím je teplotní spád menší, tím je účinnost tepelných čerpadel vyšší.

Díky výše uvedeným výhodám tepelných čerpadel se s nimi počítá jako s klíčovým prvkem, který zajistí elektrifikaci budov, a také průmyslového odvětví.



Podle předpokladů Evropské technologické a inovační platformy pro obnovitelné vytápění a chlazení (RHC) bude v roce 2050 v Evropě možné využít 100 % vytápění a chlazení založeného na obnovitelných zdrojích. Tento předpoklad ovšem počítá s tím, že dojde k silné integraci s energetickým sektorem pomocí tepelných čerpadel a skladování tepelné energie, spolu se širokým využíváním inteligentních energetických systémů.

Jednou z nevýhod, na kterou upozorňuje IEA, je zvýšení poptávky po elektrické energii při masivním zavádění tepelných čerpadel. Tento trend by mohl mít negativní důsledky na některé vysoce zatížené a stárnoucí elektrické sítě. Podle scénáře z roku 2018 s názvem „Future is electric“, který je brán jako velmi optimistický, by špička zimní poptávky po elektřině vzrostla o více než 60 %, pokud by vytápění ve všech budovách v Evropě přešlo na elektrické pomoci tepelných čerpadel [15].

Zvýšení poptávky po elektrické energii v důsledku zavádění technologií P2H by mohlo přispět ke zvyšování cen elektřiny, což by se dalo považovat za nebezpečí zavádění těchto technologií. Nicméně díky vysoké účinnosti tepelných čerpadel (ale jen těch s vysokým topným faktorem, respektive s malým teplotním spádem, ideálně 35/28, který je běžný u nově stavěných nízkonákladových budov) a flexibilitě tohoto „nového“ druhu zátěže by mohl být tento efekt do značné míry eliminován. K eliminaci zvyšování cen elektřiny by také došlo využíváním aktivní a pasivní akumulace tepelné energie [16].

Z hlediska investic by plošné zavádění tepelných čerpadel vedlo ke zvýšení poptávky po elektrické energii, jak je napsáno výše, přičemž tato elektrická energie by měla být z OZE, aby bylo dosaženo dekarbonizace v co největší míře. To by vedlo ke značným investicím do výroby elektřiny z OZE. Ruku v ruce se zvýšením výroby elektřiny z OZE by se nesly investice do elektrizační soustavy, například posílení distribučních sítí, ale také do výroby elektřiny schopné pružně reagovat na špičkovou poptávku, případně na skladování elektrické energie z OZE. Další náklady, které by vyvstaly, by byly do tepelné infrastruktury, převážně v místech, kde je tato infrastruktura zastaralá, případně kapacitně nedostatečná. Veškeré investice, jak do energetického, tak do teplárenského sektoru by tedy měly být koordinovány a plánovány společně, čímž by se mohlo zamezit neúčinným a nadbytečným investicím.

Výhody integrovaného a optimalizovaného plánování investic vychází ze samotného propojení sektoru energetiky a teplárenství. Tepelný systém poskytuje flexibilitu energetickému systému, čímž se výrazně snižují investiční i provozní náklady energetického systému a zároveň se zvyšují investice (ovšem v menší míře než pokles nákladů v energetickém systému) v tepelném systému. Pokud by se investice v obou odvětvích plánovaly odděleně, musely by flexibilitu energetickému systému poskytnout prvky energetického systému, které by ovšem vyšly investičně nákladněji, než pokud tuto flexibilitu zajistí tepelný systém.

Hlavní bariéra v zavádění technologie P2H v domácnostech jsou velké investiční náklady spojené s vybudováním infrastruktury pro dálkové vytápění, pokud tyto již nejsou v oblasti vybudovány. Velké investiční náklady na infrastrukturu dálkového vytápění, připojení domácností k systému a náklady na měření a řízení tepla, jsou v porovnání se zavedením individuálního vytápění domácností tepelným čerpadlem, markantní. Nicméně v důsledku úspor z rozsahu systému jsou náklady na vytápěcí zařízení v sítích dálkového vytápění výrazně nižší (35-50 %) v porovnání s náklady na individuální vytápění domácností.

Další bariérou je prozatím nižší cena vytápění pomocí fosilních paliv v porovnání s technologií tepelných čerpadel, čemuž by pomohlo legislativní zavedení zákazu vytápění fosilními palivy v rámci uhlíkové neutrality do budoucna. S tímto souvisí to, že tepelná čerpadla by také byla dalšími náklady pro domácnosti, které již využívají vytápění na fosilní paliva. Řešením tohoto problému by mohly být pobídky pro domácnosti, například ve formě dotací na tyto technologie [17].

### **5.1.2 Power-to-Heat v průmyslu**

Využití technologie P2H pro vytápění průmyslových budov je v podstatě stejné jako pro vytápění domácností, jen ve větším měřítku. Ovšem mnoho průmyslových odvětví využívá teplo i při své činnosti, například pro nahřívání svých výrobků, pro jejich následné úpravy atd. Právě tady je možnost dalšího využití technologií P2H v průmyslu.

Co se týče jednotlivých technologií P2H pro použití v průmyslu, mezi tyto by se řadila tepelná čerpadla, přímé a nepřímé elektrické vytápění, P2H na elektromagnetickém principu (infračervený, indukční a mikrovlnný ohřev), nebo mechanická rekompresa par.

Tepelná čerpadla se používají v potravinářském nebo papírenském průmyslu, přímé elektrické vytápění se využívá například v elektrických obloukových pecích a nepřímé elektrické vytápění je využíváno jako záložní systém nebo špičkový kotel, do budoucna by se mohlo využívat i v hybridních systémech. Technologie P2H na bázi elektromagnetické se nachází v některých běžných procesech, jako je infračervené sušení povrchů, nebo indukční tavení a ohřev kovů. Systém mechanické rekompresa par se používá v potrubí výparníků v potravinářském, chemickém a papírenském průmyslu.

Dá se říct, že mnohé technologie P2H jsou již dostatečně technicky vyspělé, aby byly používány v průmyslové praxi, nicméně jejich integrace může být často spojována s určitými výzvami, případně překážkami. Implementace technologií P2H do průmyslu je omezena hlavně ekonomicky, a to s ohledem na nižší investiční a provozní náklady na tradiční topné systémy spalující fosilní paliva, například kotle na zemní plyn. Další bariérou vyšší implementace tepelných čerpadel, které mohou díky své vysoké účinnosti ekonomicky konkurovat systémům založeným na

spalování paliv, je omezena maximální teplotou, kterou mohou dodávat do procesu, a také dostupností vhodných zdrojů tepla. V neposlední řadě mohou být technologie P2H v některých případech v průmyslu chápány jako riziko pro kvalitu výrobku a provozuschopnost výroby, a to zejména díky tomu, že mohou mít delší dobu náběhu nebo různé mechanismy přenosu tepla. Řešením těchto problémů by mohly být demonstrační projekty a jejich medializace, která by mohla vést ke zvýšení zájmu o tyto technologie v průmyslu. Kromě toho má mnohdy energie v průmyslu nízkou ekonomickou prioritu, protože energetické náklady na výsledný produkt mohou být nízké. Průmyslovým podnikům se tedy nevyplatí investovat do zlepšení v oblasti energií, nýbrž investují do jiných částí výrobního řetězce, kde je to pro ně ekonomicky výhodnější.

I přes výše uvedené bariéry mají technologie P2H v průmyslu vysoký potenciál. Již v současné době se některé procesy náročné na elektrickou energii používají pro řízení zátěže v elektrických sítích, příkladem je elektrolýza hliníku, drcení vápence v cementářském průmyslu a elektrické obloukové pece na výrobu oceli. Tento potenciál řízení zátěže lze pomocí technologií P2H zvýšit, a také rozšířit o další průmyslové procesy. Další potenciál lze spatřovat v provozu hybridního systému nebo využívání jako tepelného úložiště energie. Většina technologií P2H má také výrazný potenciál v poskytování flexibility energetickému systému, ať už jde o flexibilitu přímou (změna rychlosti výroby), nebo nepřímou (akumulace tepelné energie). Realizovatelnost této flexibility silně závisí na druhu průmyslového odvětví a výrobního procesu. Flexibilní provoz lze například aplikovat u elektrických kotlů nebo indukčních pecí [17].

### **5.1.3 Případové studie dopadů technologie Power-to-Heat na energetický sektor**

Jak již bylo zmíněno výše, technologie P2H již v současné době ovlivňují sektor energetiky, potažmo teplárenství, přičemž ovlivnění sektorů je vesměs výhodné. To je převážně způsobeno tím, že technologie P2H jsou již relativně vyspělé, a běžně se používají, ať už v menším, či větším měřítku.

Dopady technologií P2H se dají pozorovat ve dvou rozsáhlých případech, v závislosti na druhu a rozsahu zavádění technologií. Prvním z nich jsou centralizované topné systémy, tj. sítě dálkového vytápění, ve kterých jsou velká tepelná čerpadla a elektrické kotle napájeny přímo z elektrické sítě nebo kombinovanými teplárnami. Druhým případem jsou decentralizované topné systémy, nacházející se buď v domácnostech, nebo v průmyslu. Tyto decentralizované topné systémy používají k vytápění menší tepelná čerpadla a elektrické kotle, které jsou napájeny buď z elektrické sítě, nebo napřímo, a to pomocí solárních panelů a baterií, případně jinými akumulačními systémy, které jsou umístěny přímo v místě spotřeby tepla [15].

Prvním dopadem technologií P2H je zlepšení využití přebytků obnovitelné energie. Spolu s tím, jak roste podíl obnovitelných zdrojů energie díky pobídkám a tržní hodnotě, začínají technologie P2H poskytovat nový mechanismus využití přebytečné energie vyrobené těmito zdroji, a to pro potřeby vytápění. Nejen v Evropě se vyskytuje spousta případů tohoto jevu [15]. Například v rámci projektu Heat Smart Orkney, který byl financován skotskou vládou, a který skončil v roce 2019, byly poskytnuty energeticky účinná topná zařízení (ohřívače teplé vody nebo akumulární ohřívače) o celkovém příkonu 264 kW více než 70 domácnostem, přičemž tyto zařízení čerpaly přebytečnou energii generovanou místní větrnou turbínou. Zavedením této technologie došlo k úspoře paliv, a to v celkové výši 4 700 litrů ropy a 8 000 kg uhlí a dřeva. Zvýšením účinnosti se také ušetřilo cca 20,4 MW elektřiny. Na základě úspěchu tohoto projektu místní samospráva pokračuje v jeho financování, tento projekt je také předloha pro další projekty, ať už ve Skotsku, nebo ve Velké Británii [18]. Dalším státem, který má přebytky elektrické energie ze solárních a větrných elektráren, je Čína, která má také zajímavé projekty na jejich využití. Autonomní oblast Vnitřní Mongolsko, která na konci roku 2014 instalovala přibližně 22,3 GW větrných elektráren, zahájila na konci roku 2020 projekt pro využití přebytků energie v elektrických kotlích o celkové kapacitě 50 MWh tepelných, přičemž tyto kotle budou zajišťovat teplo pro systém dálkového vytápění. Jednou z dalších zemí, která se potýká s přebytky elektrické energie z obnovitelných zdrojů, a ve které je snaha realizovat projekty technologií P2H, je Německo. Švédská společnost Vattenfall, působící v Německu, například v září 2019 připojila zařízení s technologií P2H o výkonu 120 MW k síti dálkového vytápění v elektrárně Reuter West v Berlíně. Zařízení, čítající tři elektrodové kotle, každý s kapacitou 22 000 litrů, ohřívá vodu na teplotu 130 °C pomocí elektřiny. Díky tomu mohla společnost Vattenfall vyřadit uhelnou jednotku v této lokalitě [15]. Dalším projektem společnosti Vattenfall je elektrický kotel nacházející se v Hamburku, který svou činnost zahájil 29. listopadu 2018. Tato elektrárna, nazývaná Karoline, s výkonem 45 MW je určena k výrobě tepla během období špičkového zatížení, a také k přeměně větrné energie na teplo, které se poté použije k vytápění městské čtvrti Karolinenviertel v Hamburku. Elektrárna Karoline byla významným projektem v rámci finančního programu „Smart Energy Showcases – Digital Agenda for the Energy Transition“, který zahájilo Federální ministerstvo hospodářství a energetiky. Cílem projektu bylo využít elektrárnu Karoline k určení základních technických a ekonomických podmínek pro provoz zařízení tohoto druhu. Na základě výsledků programu by se posléze mělo stanovit, zda je možné do roku 2035 zásobovat celý region severního Německa (se 4,5 miliony obyvatel) obnovitelnou energií [19].

Druhým dopadem technologií P2H je možnost flexibility pro řízení zátěže. Toto bylo dokázáno na několika projektech s tepelnými čerpadly. Příkladem takového projektu je EcoGrid EU, který byl vedený konsorciem energetických

a technologických společností ze severovýchodních zemí. Projekt byl ukončen v červnu 2019, kdy v rámci tohoto projektu byla provedena tříletá demonstrace inovativního systému inteligentních sítí, který integroval 28 000 zákazníků na ostrově Bornholm v Dánsku. Na základě tohoto projektu bylo ukázáno, že časové tarify a cenové signály v reálném čase jsou užitečné pro aktivaci flexibilní spotřeby, a také, že technologie P2H mohou nabídnout značný potenciál pro redukcí špičkového zatížení. Zároveň s tímto projektem vyvinula švédská firma EctoGrid technologii pro propojení tepelných toků více budov, které k dodávce nebo odběru tepelné energie ze sítě používají tepelná čerpadla. Tento systém využívá řídicí systém založený na cloudu, a slibuje snížení energetické poptávky po topných systémech o 78 % [15].

Třetím dopadem technologií P2H je poskytování velkokapacitního skladování energie. Technologie P2H poskytují možnost akumulace elektrické energie z OZE ve formě tepelné energie, čímž se docílí souladu mezi nabídkou tepla a poptávkou po něm. Tímto procesem by se mohlo umožnit optimální využití kombinace různých obnovitelných zdrojů během dne, případně i během roku. Tento potenciál by mohl být naplněn pomocí několika technologií, například technologií pro skladování latentního tepla (LHS), termo-chemickým skladováním tepla (TCS), nebo podzemním skladováním tepelné energie (UTES). Příkladem použití velkokapacitního skladování energie pomocí technologie P2H je projekt s názvem „Drakes Landing“, technická demonstrace využití solární tepelné energie a sezonní UTES pro systém dálkového vytápění. V rámci tohoto projektu, kterého se účastní 52 domácností v kanadském městě Alberta, se během léta zachytává sluneční energie, která se ukládá do podzemí pomocí vrtu na skladování tepelné energie. Následně se během zimy získává teplo z tohoto podzemního úložiště a rozvádí se do jednotlivých domácností [15]. Dalším příkladem velkokapacitního ukládání energie je projekt „Wind heating 2.0“, který je vytvářen v Německu. Projekt byl zahájen na začátku roku 2019 a měl by trvat do konce roku 2021. V rámci tohoto projektu zkoumá tým vědců možnost ukládání přebytečné elektřiny z větrných elektráren ve formě tepla v energeticky efektivních budovách, kde by se jako tepelná akumulační zařízení měly použít vnitřní a vnější stěny budov. Projekt vznikl na základě toho, že výroba elektřiny z větrných elektráren v Německu v zimním období dosahuje dvojnásobku toho, co se vyrobí v letním období. Přestože v zimě domácnosti spotřebovávají elektřinu pro vytápění více, díky silnému větru se i tak vytváří přebytky elektrické energie. Tým vědců se proto snaží vyvinout systémy, které by zajišťovaly dlouhodobé a vysokoteplotní skladování tepla. Vědci vychází z toho, že existuje 95 % pravděpodobnost silného větru (který vytvoří přebytky elektřiny) s průměrnou dobou trvání 9 hodin každých 13 dní. Energeticky efektivní budova by proto měla být schopna absorbovat a akumulovat tolik tepla během těchto 9 hodin, aby bylo zajištěno vytápění a teplá voda na dobu přibližně 14 dnů do doby, než budou opět k dispozici přebytky elektřiny pro opětovné naakumulování energie. Tímto by se dosáhlo určité

soběstačnosti a omezení poptávky po konvenčně vyráběné elektřině. Jako vhodný materiál na stěny budovy se ukazují vápenopískové cihly, které mají vysokou schopnost akumulace energie. Jako další podmínka úspěšné implementace tohoto akumulčního systému je zavedení ventilačního systému s minimálně 80 % rekuperací tepla. V rámci projektu se řeší i vývoj řídicích algoritmů pro tento systém [20].

Čtvrtým dopadem technologie P2H je možnost tzv. virtuálního tepla a energie. Řada poskytovatelů energií nabízí možnost inteligentního akumulčního vytápění, které umožňuje elektrickému vytápění reagovat na aktuální stav elektrické sítě ukládáním energie v době přebytku. Tyto inteligentní akumulční systémy by mohly být ovládány dálkově agregátorem tak, aby došlo k optimalizování nákladů na vytápění pro spotřebitele. Zároveň by poskytovaly služby pro vyrovnání bilance elektrické sítě. Příklad takového systému se nachází ve Velké Británii, kde poskytovatelé energie OVO Energy a VCharge vyvinuli řešení pro agregaci inteligentních systémů vytápění pro téměř 1,5 milionu domácností. Celková velikost agregace představuje kombinovanou špičkovou kapacitu 12 GW. Podobný projekt je aplikován ve Švýcarsku, kde společnost Tiko solutions propojila přes 10 000 tepelných čerpadel a teplovodních kotlů. Tato zařízení jsou nepřetržitě monitorována a jejich spotřeba elektrické energie je kontrolována tak, aby poskytovaly služby flexibility energetické soustavě.

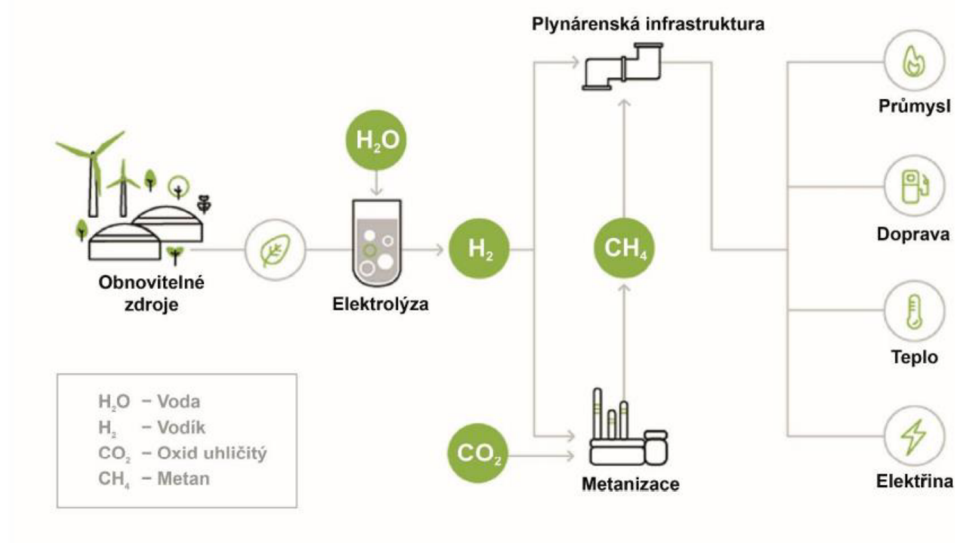
Posledním dopadem technologií P2H je možnost jejich decentralizace a využívání v odlehlých lokalitách. V lokalitách s absencí měření a vyúčtování energií se začíná uplatňovat vlastní výroba a spotřeba tepelné energie pomocí přebytků elektrické energie, vyrobené například ze střešních solárních panelů. Provozovatel distribuční soustavy v takových lokalitách navíc nemusí zvládat absorbovat výrobu z mnoha decentralizovaných solárních zdrojů ve špičkách. V takových případech mohou pomáhat tepelná čerpadla maximalizovat vlastní spotřebu elektřiny přeměnou na vytápění, případně chlazení domácností. Příklad projektu, který s tímto souvisí, se nachází v USA. Tamní firma Kraft Foods v závodě v Iowě používá tepelná čerpadla k přeměně 2,1 MW odpadního tepla ze svého chladicího systému na teplou vodu, tj. používá odpadní teplo na ohřev vody. V Evropě společnost s názvem SolarChill, což je konsorcium několika evropských mezinárodních technických organizací, pracuje na projektu instalace solárně napájených chladniček pro lékařské účely v regionech s nespolehlivými dodávkami elektrické energie [15].

## 5.2 Technologie Power-to-Gas

Další technologií spadající pod pojem Sector couplingu je technologie Power-to-Gas, někdy též označovaná jako P2G. Principem této technologie je přeměna elektrické energie na plyn, který se dále využívá. Podobně jako u technologie P2H, pomocí technologie P2G může dojít ke snadnější integraci bezuhlíkové

elektrické energie vyrobené z OZE, čímž dojde k propojení sektorů elektroenergetiky a plynárenství. Další výhodou, kterou mohou tyto technologie poskytnout, je zvýšení flexibility energetického systému, ať už na straně poptávky správou zatížení, nebo zajištěním dlouhodobého skladování elektrické energie. Na základě technologie P2G se také mohou vyrábět paliva pro odvětví, která se nedají přímo elektrifikovat, například letecká, lodní nebo dálková doprava [17].

V rámci technologie P2G se vyrábějí plyny, a to z přebytků elektrické energie, nebo z elektřiny z nestabilních obnovitelných zdrojů. Základem všech vyrobených plynů pomocí P2G je vodík, tudíž jádrem koncepce P2G je výroba vodíku, a to převážně elektrolýzou vody. Takto vyrobený vodík může být sám o sobě konečným nosičem energie, případně se může převést na jiný plyn, například metan, nebo syntetický plyn. Dalším stupněm mohou být kapalná paliva vyráběná různými technologiemi z těchto plynů, přičemž tato technologie má svůj vlastní název, označuje se jako Power-to-Liquid, bude o ní pojednáno dále. Výsledné plyny, vzniklé pomocí technologie P2G, se dále mohou použít na zpětnou přeměnu na elektrickou energii, případně také v chemickém průmyslu [21].



**Obr. 5.2** Schéma principiálního fungování technologií Power-to-Gas [1]

## 5.2.1 Vodík a syntetický plyn

### Elektrolýza vody

Výroba vodíku může obecně probíhat mnoha způsoby. V současné době je převážná část světové produkce vodíku založená na fosilních palivech, přičemž užívanými metodami tohoto způsobu výroby jsou zplyňování uhlí, parciální oxidace, nebo parní reformování. Další možností výroby vodíku jsou metody založené na biologických dějích, například biofotolýza vody, fotorozklad, nebo fermentace.

Nicméně v rámci technologie P2G se výroba vodíku provádí elektrolyzou vody, kdy se elektrická a tepelná energie přeměňuje na energii chemickou.

Elektrolýza vody znamená rozklad vody na vodík a kyslík v důsledku průchodu elektrického proudu. Konkrétně při elektrolyze vody dochází ke štěpení chemické vazby molekul vody H<sub>2</sub>O průchodem elektrického proudu, výslednými produkty štěpení jsou pak plynný vodík H<sub>2</sub> a kyslík O<sub>2</sub>. Štěpení je popsáno rovnicí



Elektrolýza vody se dá rozdělit na tři typy, a to podle použitého média na: alkalickou, vysokoteplotní (parní) a membránovou. Stejně, jak se dá rozdělit elektrolyza na tři typy, dají se rozdělit i elektrolyzéry, a to na alkalické elektrolyzéry, elektrolyzéry na bázi pevných oxidů (SOEC) a polymerní membránové elektrolyzéry (PEM) [22]. Alkalické elektrolyzéry jsou nejstarší, nejjednodušší, nejodolnější a nejlevnější, přičemž se dají používat při různě velkém zatížení, takže jsou výhodné pro použití v rámci technologií P2G. Jejich životnost je asi 20 až 30 let, účinnost se pohybuje kolem 70-80 %. Elektrolyzéry na bázi pevných oxidů jsou nejméně rozvinuté, zatím spíše ve fázi výzkumu, dosud se potýkají s rychlou degradací materiálu, což je jejich největší nevýhodou. Nicméně v tomto elektrolyzeru se do procesu elektrolyzy, který probíhá za vysokých teplot, dodává tepelná energie externě, což snižuje nároky na elektrickou energii, a také se počítá, že budou mít účinnost elektrolyzy vyšší než 90 %, proto jsou velmi perspektivní do budoucna [23]. Membránové elektrolyzéry jsou momentálně velmi používané, a to i přes jejich krátkou životnost, malou kapacitu a vysokou pořizovací cenu. Důvodem jejich používání je vysoká čistota produkovaného vodíku (až 99,99 %) [22]. Účinnost tohoto elektrolyzeru je asi 80-90 %, životnost se pohybuje mezi 10 a 20 lety [1].

### **Skladování a přeprava vodíku**

Když se vodík vyrobí pomocí elektrolyzerů, tak vyvstává potřeba vyrobený vodík dopravit do místa spotřeby, případně ho uskladnit pro pozdější použití. V závislosti na skupenství se může vodík skladovat a přepravovat buď v plynné, kapalně, dokonce i v pevné formě.

Skladování vodíku je vzhledem k jeho vlastnostem při pokojové teplotě (20 °C) a normálním tlaku (101,325 kPa) poměrně neefektivní. V tabulce 5.1 jsou uvedeny vlastnosti vodíku při různých podmínkách.



**Tab. 5.1** Vlastnosti vodíku při různých podmínkách [22]

Vodík (20 °C) tlak/skupenství	Hustota	Měrný objem	Hustota energie
	kg·m <sup>-3</sup>	l·kg <sup>-1</sup>	MJ·l <sup>-1</sup>
1 bar	0,084	11 939	0,01
250 bar	17	58,8	2,024
350 bar	22,2	45,2	2,64
700 bar	39	25,9	4,6
zkapalněný (-253 °C)	71,08	14,1	8,46

Jak je vidět v tabulce **5.1**, aby se vlastnosti vodíku z hlediska skladování zlepšily, tj. zvýšila se jeho hustota, a také hustota energie, a naopak se snížil jeho měrný objem, je třeba vodík skladovat při vyšších tlacích, případně zkapalněný, čímž se jeho skladování zefektivní, a to nejen nákladově, ale také například prostorově.

Pro skladování vodíku v plynné formě jsou typickým úložištěm tlakové nádoby (lahve). V tlakových nádobách je vodík skladován stlačený tlakem 350 bar (35 MPa), případně v nových aplikacích to může být tlak až 700 bar (70 MPa). Pro budoucí využití vodíku v rámci technologií P2G bude nejspíše potřeba vodík skladovat v ještě větších objemech v plynné podobě, tudíž důležitým skladovacím místem budou podzemní zásobníky (jako je tomu v rámci zemního plynu).

Skladování vodíku v kapalně formě je poměrně náročné, protože vodík zkapalní až při teplotě -253 °C. Zkapalněním vodíku se však docílí maximálního možného snížení měrného objemu, a naopak maximálního navýšení hustoty energie a hustoty celkově (viz tabulka **5.1**). Díky tomu se docílí dalšího zmenšení objemu skladovací nádoby, a to při zachování stejného požadovaného energetického objemu jako u stlačeného plynného vodíku. Další výhodou kapalného vodíku je možnost přímého čerpání jako paliva pro spalovací motor, případně použití do palivového článku. Pro zkapalnění vodíku se obvykle používá Claudova procesu. Proces zkapalňování vodíku je také poměrně závislý na čistotě plynu, tj. všechny ostatní plyny kromě vodíku se musí odstranit, zejména kyslík, oxid uhličitý, oxid uhelnatý a metan. Kvůli velmi nízké teplotě kapalného vodíku je pro skladování vodíku v této podobě potřeba speciální tzv. kryogenní nádoba.

Vodík je také možno skladovat v pevné formě, a to v rámci chemických látek, v podobě hydridů kovů, které jsou z hlediska skladování vodíku oproti plynnému nebo kapalnému skladování bezpečnější a manipulaci s nimi mohou provádět i osoby bez odborného vzdělání. Nádrže, které se v rámci tohoto typu skladování používají, se skládají z tlakové nádoby a tepelného výměníku. Velkou výhodou tohoto typu skladování je schopnost akumulace poměrně velkého množství vodíku. Na druhou

stranu nádrže jsou těžší, vodík v nich má nízký tlak a hydridy mají vyšší pořizovací náklady [22].

Z hlediska přepravy se nejčastěji využívá skupenství plynného a kapalného. Přeprava plynného vodíku probíhá buď potrubím (větší přepravované množství), nebo pomocí tlakových lahví, dopravovaných nákladními automobily (menší přepravované množství). Co se týče přepravy vodíku v kapalné formě, toho se taktéž využívá, a to ve spojení s nákladními automobily, případně jinou formou dopravy. Výhodou přepravy vodíku v kapalné podobě je jeho vyšší hustota. Z toho vyplývá, že přeprava kapalného vodíku je nákladově efektivnější, protože nádrž na kapalný vodík pojme objemově více vodíku než nádoba tlaková [23].

### Využití vodíku

Vodík se v současné době používá v různých odvětvích, například v chemickém průmyslu k výrobě amoniaku, v menší míře i v dopravě jako palivo atd. S vodíkem se také do budoucna počítá jako s klíčovým zdrojem energie pro odvětví, která jsou velmi náročná na emise skleníkových plynů, a ve kterých je dekarbonizace složitá. Případná elektrifikace těchto odvětví je taktéž velmi obtížná, nebo dokonce až nemožná. Jedná se o odvětví těžkého průmyslu, příkladem může být výroba oceli, dalším takovým odvětvím je nákladní doprava. Vodík by se také mohl využít jako bezuhlíkový nosič energie z OZE, sloužící pro přepravu energie na dlouhé vzdálenosti, případně by se mohl využít při akumulaci velkého množství energie [24].

Momentálně největší využití vodíku v chemickém průmyslu je výroba amoniaku. Amoniak se vyrábí tzv. Haberovým procesem, při kterém dochází k přímé syntéze dusíku a vodíku, čímž vznikne amoniak. Vyrobený amoniak se poté využívá jako hnojivo, a to ve formě solí a roztoků. Další použití amoniaku je v rámci čistících prostředků, ve kterých se používá ve formě čpavkové vody. Chemická reakce výroby amoniaku je [22]



Mimo použití vodíku pro výrobu amoniaku by se vodík mohl v budoucnu používat i v jiných odvětvích průmyslu, která jsou jinak těžko elektrifikovatelná. Zavedením vodíku do průmyslu by se mohlo omezit, případně nahradit použití vysokouhlíkového vodíku v rafinériích, v nových formách výroby methanolu, a také by mohlo dojít k náhradě využití fosilních paliv při výrobě oceli v ocelárnách. Zejména pro výrobu oceli je vodík potenciálním nástrojem pro vytvoření procesu výroby oceli s nulovými emisemi uhlíku [24].

Jak již bylo napsáno výše, vodík nachází čím dál větší uplatnění v odvětví dopravy. Dopravu obecně je velice těžké dekarbonizovat, některé druhy dopravy jsou taktéž náročné na elektrifikaci. Vodík by mohl najít uplatnění například u městské

autobusové dopravy, u komerčních vozových parků, případně také v železniční dopravě. Taktéž by se pomocí vodíku mohly dekarbonizovat těžké nákladní automobily, a také odvětví letecké a námořní dopravy [24]. Existuje více způsobů, jak vodík v odvětví dopravy využít. Použití přímého spalování v upravených motorech je značně omezené. Při tomto způsobu se přímo vstříkují chudá směs vodíku do sání motoru, nicméně tato chudá směs má nízkou hustotu energie a nízkou objemovou výhřevnost, proto musí být motory přepřínovány. Častějším způsobem využití vodíku v dopravě je použití palivových článků, které slouží jako zdroje elektrické energie pro elektromotory, a které dosahují vyšších účinností při nulových emisích. Princip palivového článku je inverzní k elektrolýze vody. Chemická energie se v palivovém článku přímo mění na energii elektrickou. Články jsou nezávislé, takže reakce může probíhat do té doby, dokud není zastaven přívod paliva a okysličovadla. Elektrická účinnost palivových článků je 60 %, nicméně jejich velkou nevýhodou je silná závislost na čistotě látek, v neposlední řadě také vyšší cena. Vodík v dopravě se dá také využít ve formě kapaliny. Může se použít přímo zkapalněný vodík, nebo syntetická paliva vyrobená z vodíku Fischer-Tropschovou syntézou [22]. Podle druhu dopravy se dá říct, že u osobní automobilové dopravy se používají palivové články a plynný vodík, nicméně použití je spíše v menším měřítku. Daleko větší je použití palivových článků a plynného vodíku u nákladních automobilů a autobusů, u kterých je více prostoru pro skladování vodíku. Co se týče letecké, popřípadě námořní dopravy, v těchto odvětvích dopravy se spíše využijí syntetická paliva, tj. kapalná paliva vytvořená z vodíku, například syntetický petrolej [24].

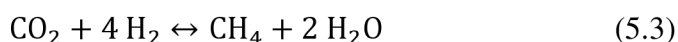
Vodík se dá také využívat jako produkt pro výrobu jiných plynů, například metanu, a to pomocí metanizace, jak je popsáno dále. Kromě plynů se dají z vodíku vyrábět kapalná paliva, o této technologii je podrobněji pojednáno v kapitole o technologii Power-to-Liquid.

Dále existuje možnost vstříkávání vodíku přímo do plynárenské soustavy. Tato možnost je v současné době výrazně omezena, jelikož jsou nastaveny limity, kolik objemu vodíku se může přimíchávat do zemního plynu. Nicméně do budoucna by se mohla začít budovat vlastní potrubní soustava pro přepravu vodíku, nebo by se místo zemního plynu mohl ve stávající plynárenské soustavě přepravovat vodík. Již v této době existuje více než 4 500 km vodíkového potrubí, nicméně to je spíše lokálního charakteru. Pro zvyšující se využití vodíku by muselo dojít k masivní výstavbě potrubí na přepravu vodíku. Pokud by se chtělo využít stávající plynárenské infrastruktury, vyvstává zde několik problémů, například by muselo dojít k výměně kompresorů, protože ty stávající nevyhovují požadavkům vodíku, potrubí by se muselo upravit, respektive vnitřní povrch potrubí by se musel potáhnout povlaky, které by zabráňovaly úniku vodíku do ovzduší a účinkům vodíku na potrubí, a také by muselo dojít ke změně vybavení domácností spotřebiči na vodík namísto spotřebičů na zemní plyn [25].

## Metanizace

Pokud není požadovaným produktem technologie P2G vodík, dochází k jeho přeměně na jiné plyny, nejčastěji na metan. Tomuto procesu se říká metanizace. Následně se produkovaný metan využívá k nejrůznějším aplikacím, o kterých bude pojednáno dále.

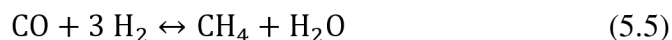
Princip metanizace je založen na Sabatierově reakci, což je exotermní katalytická reakce vodíku a oxidu uhličitého za zvýšeného tlaku a teploty (300-400 °C). Výsledkem Sabatierovy reakce je vznik metanu a vody. Jelikož se jedná o exotermní reakci, musí se k jejímu zahájení dodat určité množství energie. Chemická reakce je [26]



Celková reakce v rámci metanizace probíhá ve dvou krocích. V prvním kroku se oxid uhličitý a vodík přemění na oxid uhelnatý a vodu



Ve druhém kroku se z oxidu uhelnatého a vodíku vyrobí metan a další voda



Proces metanizace je běžně využíván ke zvyšování výhřevnosti svítiplynu, odstraňování oxidu uhelnatého ze syntézního plynu, a také k výrobě syntetického zemního plynu (SNG). Výhodou metanu oproti vodíku je lepší možnost skladování, protože u metanu je menší riziko úniku než u vodíku [22].

Existují dvě různé technologie metanizace, kterými jsou katalytická (chemická) a biologická. Katalytická metanizace je vyspělejší technologií, v principu se jedná o výše popsaný děj, tj. o exotermní reakci za vysokých teplot (200-700 °C) a vysokých tlaků (1-100 bar). Biologická metanizace je poměrně nová technologie vznikající jako alternativa ke katalytické metanizaci, přičemž u této technologie jde o působení mikroorganismů jako katalyzátoru za anaerobních a vodných podmínek. Biologická metanizace probíhá při nízkých teplotách (pod 100 °C), a nízkých tlacích (pod 10 bar). Nicméně bez ohledu na zvolenou technologii metanizace je proces závislý na dostupnosti vstupních surovin, tj. vodíku a oxidu uhličitého [17]. Zdrojem vodíku pro oba typy metanizace jsou elektrolyzéry. Zdrojem oxidu uhličitého u biologické metanizace je bioplynová stanice, respektive bioplyn vyráběný v bioplynové stanici, který může být zdrojem oxidu uhličitého i pro katalytickou metanizaci, avšak zde se může použít i oxid uhličitý získaný ze spalin při spalování fosilních paliv [1]. Z hlediska účinnosti přeměny vodíku na metan se

u katalytické metanizace počítá s energetickou účinností cca 70 % a celkovou účinností zhruba 54 %. U biologické metanizace zatím existují spíše pilotní projekty, nicméně je v rámci této technologie počítáno s celkovou účinností 80 % [17].

### **Využití syntetického plynu**

Metanizací vyrobený metan se běžně používá k výrobě tzv. syntetického zemního plynu (SNG). Tento plyn je ve své podstatě alternativou klasického zemního plynu, rozdílnost ve složení obou plynů je v podstatě nulová. Syntetický zemní plyn (SNG) se někdy také označuje zjednodušeně jako syntetický metan.

Díky záměnnosti syntetického zemního plynu za klasický zemní plyn se může SNG vstříkovat do plynárenské soustavy v podstatě neomezeně, na rozdíl od vodíku. Plynárenská soustava (včetně plynových spotřebičů) nepotřebuje žádné úpravy při přechodu od klasického zemního plynu k SNG. Tudiž náklady, spojené s úpravou plynárenské soustavy při používání vodíku, by při používání SNG odpadly, čímž by došlo k úspoře mnoha miliard korun [27].

Syntetický zemní plyn nachází své uplatnění také v dopravě. SNG se obecně může použít ve formě zkapalněné (LNG) nebo stlačené (CNG). Využití těchto forem SNG je v podstatě ve všech druzích dopravy, ať už jde o silniční, železniční, námořní, nebo leteckou dopravu. Ze syntetického zemního plynu lze taktéž jeho syntézou s částečnou reverzní hydrogenací za vysokého tlaku a teploty vyrobit LPG, které se také běžně v dopravě využívá [28]. Co se týče využití CNG v dopravě, jedná se zejména o osobní a dodávkové automobily, dále autobusy městské hromadné dopravy. CNG je také hojně využíváno v průmyslu jako palivo pro vysokozdvizné vozíky. Zkapalněného zemního plynu, tj. LNG, se může spíše využívat u těžké nákladní, námořní a letecké dopravy, kde je třeba vyšší hustota energie na jednotku objemu, případně hmotnosti [29].

## **5.2.2 Bioplyn a biometan**

### **Výroba bioplynu a biometanu v bioplynové stanici**

Bioplynová stanice nemusí být jen zdrojem oxidu uhličitého pro biologickou metanizaci, nýbrž přímo v bioplynové stanici vzniká bioplyn, který se po vyčištění dále používá k výrobě elektrické energie a tepla, a to spalováním v kogeneračních jednotkách. Případně se z bioplynu další úpravou získává biometan. Ten se následně dále využívá, například jako palivo v dopravě. Bioplynová stanice svým principem přímo nezapadá mezi technologie P2G, nicméně se dá říct, že je to technologie opačná, tj. z plynu se vyrábí elektrická energie (při kombinaci s kogenerační jednotkou). Dále je jasné, že je to technologie nezávislá na fosilních palivech, tudíž najde do budoucna své uplatnění, a je tedy třeba se o ní zmínit.

Bioplyn je obecně směs plynů složených převážně z metanu a oxidu uhličitého, která vzniká během anaerobní digesce biomasy získané z odpadů (zemědělských,

živočišných atd.), nebo z dalších organických materiálů, například dřevní štěpky. Následnou úpravou bioplynu, zejména odstraněním oxidu uhličitého, se zvýší podíl metanu, čímž v podstatě vznikne plyn označovaný jako biometan. Biometan je tedy plyn, který vznikl z organické hmoty, ale má vlastnosti podobné klasickému zemnímu plynu, tudíž se s ním může do budoucna počítat jako s náhradou za zemní plyn. Díky velmi podobným vlastnostem biometanu a klasického zemního plynu bude potřeba provést jen minimum technologických úprav pro jejich záměnu [30].

### **Využití bioplynu**

Využití bioplynu, vyrobeného v bioplynových stanicích, je v podstatě jen jedno. Vyrobený bioplyn se používá k výrobě elektrické energie, a to jeho spalováním v kogenerační jednotce, v rámci které vzniká také množství tepla, které se dá dále využívat.

Pojem kogenerace obecně označuje společnou výrobu elektřiny a tepla. Tento princip se také označuje jako kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET). Kogenerace je vysoce efektivní, spolehlivý a ekologický způsob výroby elektrické energie, při kterém se současně využívá i teplo vznikající při tomto procesu. Oproti konvenčním zdrojům elektrické energie, tj. uhelným elektrárnám, případně teplárnám, spočívá výhoda kogenerace ve využití odpadního tepla, které je u konvenčních zdrojů vypouštěno do ovzduší bez dalšího využití. Využitím odpadního tepla v blízkém okolí kogenerační jednotky dojde ke snížení ztrát při přenosu tepla, a dále dochází ke zvýšení celkové energetické účinnosti, která u moderních technologií kogenerace přesahuje hranici 90 %, přičemž konvenční zdroje energie běžně dosahují účinnosti 30-40 %. Důsledkem zvýšené účinnosti kogeneračních jednotek také dochází k úsporám paliva. Další výhodou kogeneračních jednotek je škála výkonů, ve kterých jsou jednotky vyráběny (od kW po MW), díky čemuž mají kogenerační jednotky široké využití, od zásobování jednotlivých domů, až po zásobování celých měst. Převážně malé kogenerační jednotky slouží v podstatě jako decentralizované zdroje elektrické energie, tudíž jejich použití má za následek snížení nákladů na přenos a distribuci energie, a také snížení distribučních ztrát [31].

### **Využití biometanu**

Podobně jako syntetický zemní plyn má biometan velice podobné vlastnosti jako klasický zemní plyn, díky čemuž by se mohl do budoucna používat jako jeho náhrada. Oproti syntetickému zemnímu plynu je navíc biometan vyráběn čistě ekologicky v bioplynových stanicích, případně v čistírnách odpadních vod z kalů, tudíž do tohoto procesu není třeba dodávat oxid uhličitý. Jediným vstupem pro výrobu biometanu jsou bioodpady, nebo odpadní biomasa, což jsou do budoucna udržitelné produkty, které budou neustále vznikat.

Jelikož je biometan podobný jako klasický zemní plyn nebo syntetický zemní plyn, i jeho použití je stejné jako těchto plynů. Na jedné straně se biometan využívá jako palivo v dopravě ve formě bioCNG nebo bioLNG, na druhé straně může být biometan vtlačěn do plynárenské soustavy, čehož se, především díky jeho vyšší ceně, zatím příliš nevyužívá [32].

Použití biometanu se zdá být důležitým krokem k celkové dekarbonizaci sektoru dopravy. Podle odhadů Asociace pro vozidla na zemní plyn a bioplyn (NVGA) a Evropské bioplynové asociace (EBA) by měl biometan do roku 2030 nahradit asi 40 % zemního plynu využívaného v dopravě v rámci Evropské unie. Díky tomu by došlo ke snížení emisí skleníkových plynů z dopravy založené na plynu o 55 %. Používání biometanu jako paliva v dopravě by také mohlo přinést úspory nákladů na pohonné hmoty ve výši až 115 miliard korun (v rámci celé Evropské unie). Na základě výpočtů NVGA a EBA také předpokládají, že v roce 2030 bude distribuováno 117 TWh biometanu jako paliva v dopravě, což by představovalo asi 40 % spotřeby všech vozidel na plyn, kterých studie předpokládá 13 milionů v roce 2030 [33]. Aktuálně v Evropské unii jezdí přibližně 1,3 milionu vozidel na plyn (údaj ze září 2020), tudíž studie počítá s výrazným nárůstem počtu vozidel na plyn. Tomuto nebrání v podstatě nic, protože biometan se dá čerpat na stejných čerpacích stanicích jako běžné CNG a LNG, a taktéž vozidla používající fosilní formu CNG a LNG mohou bez jakýchkoli problémů přejít na bioCNG a bioLNG. K dalšímu rozvoji vozidel na biometan tudíž stačí dále rozvíjet stávající síť čerpacích stanic nabízejících zemní plyn a následně začít místo zemního plynu nabízet biometan. V EU je v současnosti 3 840 stanic CNG a 280 plnicích jednotek LNG. Česká republika disponuje 208 čerpacími stanicemi na CNG. Celkově počty čerpacích stanic CNG a LNG v EU dynamicky rostou [32].

Co se týče využití biometanu v České republice, dá se říct, že oproti západním zemím EU je minimální. Do plynárenské distribuční soustavy ČR dodává biometan jediná bioplynová stanice, nacházející se v Rapotíně, přičemž dodávky jsou navíc jen zkušební. Dalším výrobcem biometanu, i když jen na lokální úrovni, je ČOV v České Lípě, ústecká bioplynová stanice Všebořice připravuje technologii na čištění bioplynu na biometan. Ostatní bioplynové stanice v ČR se zatím soustředí na produkci bioplynu a jeho následné využití, především v kogeneračních jednotkách [32].

### **5.2.3 Potenciál integrace technologií Power-to-Gas**

Zavádění technologií Power-to-Gas by obecně mělo vést k posílení vazby mezi elektroenergetickým a plynárenským systémem, která již v posledních letech postupně sílí. Do budoucna se v rámci cíle dosažení úplné dekarbonizace ekonomiky počítá s výrazným propojením sektorů elektroenergetiky a plynárenství.

Již v této době existuje propojení těchto dvou sektorů, jedná se převážně o plynové, případně paroplynové elektrárny, na které se stále více spoléhá jako na

zdroj elektrické energie a možnost potenciální flexibility systému. Dalšímu posílení vazby mezi energetikou a plynárenstvím by mělo pomoci zavádění technologií P2G, díky kterým dojde k integraci elektrické energie vyrobené z OZE, a také k dekarbonizaci dalších sektorů, například dopravy.

Co se týče plynových, popřípadě paroplynových elektráren, vyspělost těchto technologií je již na vysoké úrovni, tudíž jejich potenciál je dobře znám, stejně jako dopady těchto technologií na fungování elektroenergetického a plynárenského sektoru. Naopak u technologií P2G, které jsou relativně nové, je jejich potenciál a vliv na oba zmiňované sektory spíše ve fázi předpokladů, či odhadů. Na základě studií, založených na simulacích a pilotních projektech, by zavádění technologií P2G mělo vést k následujícím důsledkům: snížení omezení používání elektrické energie z OZE (při přebytku elektřiny), pokles provozních nákladů plynárenských systémů díky menšímu používání kompresorů (v některých případech), zmírnění přetížení v elektrických a plynových sítích (v některých případech) a v neposlední řadě nahrazování zemního plynu obnovitelnými plyny a dosažení dekarbonizace dalších odvětví. Výše zmíněné důsledky zavádění technologií P2G mohou přinést provozní a ekologické výhody, respektive argumenty pro co největší nasazování těchto technologií. Nicméně otázkou zůstává, zda celková ekonomika technologií P2G může zaručit jejich rozsáhlé nasazování, a také konkurenceschopnost oproti alternativám [17].

### **Ekonomika technologií Power-to-Gas**

Pro posouzení ekonomiky jakéhokoliv druhu technologií, nejen Power-to-Gas, ale i Power-to-Heat, případně Power-to-Liquid, je možné k tomuto přistupovat z různých perspektiv, na jedné straně z pohledu jednotlivého hráče na trhu, který se snaží maximalizovat svoje zisky, na straně druhé z pohledu systémového (socioekonomického). Ať už se na problematiku nahlíží z jakékoli perspektivy, ekonomika technologií Power-to-X je ovlivněna třemi faktory, a to: technickoekonomickými parametry včetně nákladů na vstupní palivo, schopností valorizovat hlavní a vedlejší produkty napříč trhy a odvětvími, a tržními cenami hlavních a vedlejších produktů.

Ekonomická proveditelnost technologií P2X závisí především na cenách elektrické energie a počtu hodin provozu technologických zařízení při plném zatížení. Na základě současných trendů a budoucího vývoje energetických soustav se ukazuje, že zvýšená výroba elektrické energie z OZE je příčinou strmější křivky trvání ceny elektřiny a obecně způsobuje volatilnější cenu elektrické energie. Aby byly technologie P2X ekonomicky životaschopné, je třeba, aby úroveň cen elektřiny byla dostatečně nízká po dostatečně dlouhou dobu. Dalším ovlivněním ekonomiky technologií P2X je možnost přístupu k levným zdrojům a komoditám potřebným k provozu zařízení P2X, přičemž takovými komoditami jsou voda, oxid uhličitý atd.



Taktéž je pro dobrou ekonomiku technologií P2X klíčová dostupnost těchto komodit, která může záviset na umístění těchto technologií.

Samotné propojení jednotlivých sektorů může také podpořit ekonomickou životaschopnost technologií P2X. Toho lze docílit využitím vedlejších produktů přeměny, například tepla, kyslíku, nebo vzniklých uhlovodíků, které lze dále prodávat, a tím generovat další příjmy kladně ovlivňující celkovou ekonomiku technologií. Nejen zvyšování příjmů, ale i redukce nákladů lze docílit propojením sektorů, a to například tím, že technologie P2X budou poskytovat flexibilitu energetickému systému na straně poptávky, konkrétně u technologie P2G se toho docílí flexibilním provozem elektrolyzérů.

Dalším klíčovým parametrem pro ekonomickou životaschopnost technologií P2X jsou tržní ceny hlavního a vedlejšího produktu přeměny, tj. tepla, kyslíku, uhlovodíků atd. Předpokladem pro dobrou ekonomiku technologií P2X jsou, podobně jako u jiných nově vznikajících technologií, dobře fungující a stabilní regulační tržní podmínky, které jsou založené na vstupních nákladech a prodejních (nákupních) cenách. Posléze ve střednědobém horizontu jsou důležité další větší toky příjmů, například výkupní ceny nebo jiné regulační dotace. U prodejní ceny jde o identifikaci trhů, na kterých lze dosáhnout nejvyšších cen pro hlavní a vedlejší produkty. Tyto trhy budou do budoucna ovlivňovat celkovou ekonomiku technologií P2X, přičemž těmito trhy jsou například trh s kyslíkem, nebo oxidem uhličitým. Celkově se dá říct, že pro dosažení efektivních tržních výsledků z obchodování v rámci Sector couplingu je nutné, aby byly tržní ceny konzistentní ve všech zúčastněných odvětvích [17].

### **Role technologií Power-to-Gas při dlouhodobém plánování**

Co se týče potenciálu technologií P2G v rámci dlouhodobého plánování, dá se říct, že se s těmito technologiemi počítá jako s klíčovými technologiemi pro dosažení dekarbonizace ekonomiky, jak již bylo v textu několikrát zmíněno.

Plynná, případně kapalná paliva (v rámci technologie Power-to-Liquid), která jsou vyráběná na základě elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, by mohla být do budoucna základními stavebními kameny meziodvětvových strategií dekarbonizace. V souladu s tím by využívání zeleného vodíku a syntetického metanu, případně biometanu, vyráběných v EU snížilo využívání fosilních paliv v energeticky náročných odvětvích (například dopravě nebo průmyslu), čímž by se potenciálně zmírnila závislost na dovozu energie a snížily by se emise skleníkových plynů. Tato cesta se také zdá být nákladově efektivnější oproti jiným mezisektorovým cestám dekarbonizace, a to zejména kvůli roli obnovitelných plynů a kapalin jako alternativních paliv pro vytápění a dopravu. Díky technologiím P2X by také mohlo dojít ke stimulaci rozvoje hodnotových řetězců zahrnujících více nosičů energie nebo komodit, například vodu, kyslík, nebo oxid uhličitý.

V rámci dlouhodobého plánování je zavádění a využívání technologií P2G, ale i dalších technologií typu P2X, výhodné, a to v souvislosti s přechodem energetických systémů směrem k OZE, protože díky technologiím P2X vznikají různé možnosti integrace elektrické energie z OZE do elektrických sítí. Jednou z těchto možností je schopnost skladovat přebytečnou elektrickou energii z OZE pro dlouhodobé horizonty, tj. týdny nebo i měsíce. Další příležitostí do budoucna je využití technologií P2X (elektrolyzérů, palivových článků atd.) jako náhrady za konvenční zdroje na výrobu elektřiny v doplňkových službách a systémech zajišťujících kapacitu, čímž by mohly převzít aktivní roli při zachování spolehlivosti a přiměřenosti elektrické sítě. Na druhou stranu, infrastruktura potřebná k přepravě hlavních a vedlejších produktů zařízení P2X (například vodíku, oxidu uhličitého atd.) není v mnohých zemích k dispozici. Případné dovybavení stávající infrastruktury v těchto zemích může být problematické. Z toho vyplývá, že již při hodnocení plánování, u kterého se stanovuje role technologií P2X do budoucna, by mělo být počítáno s rozvojem této chybějící infrastruktury.

K technologiím Power-to-X v rámci integrace elektřiny z OZE, nebo redukcí skleníkových plynů, samozřejmě existují alternativy. Na jedné straně je regionální plánování infrastruktury přenosu elektřiny v současnosti hlavní možností, jak integrovat vysoké podíly elektřiny z OZE v rámci velkých zeměpisných oblastí. Pokud se k tomu vezme v úvahu umístění technologií P2X, tak ty jsou poté rozmístěny do okrajových oblastí a oblastí bohatých na zdroje. Na druhou stranu, když je v zemi omezený potenciál obnovitelné energie, ukazují se technologie P2X použité lokálně jako omezené. Místo nich se poté mohou využívat jiné technologie, například technologie na zachycování uhlíku.

Na základě technologií P2X by se taktéž mohlo zlepšit provozování a plánování elektroenergetických a plynárenských infrastruktur, které jsou obvykle provozovány a plánovány odděleně. Oddělené provozování a dlouhodobé plánování elektroenergetických a plynárenských infrastruktur je totiž mnohdy technicky, ekonomicky i ekologicky neefektivní. Zaváděním technologií P2G, propojujících tyto sektory, vznikne požadavek na užší spolupráci zúčastněných stran, což povede k zefektivnění provozu a plánování sítí.

Celkově lze říct, že technologie Power-to-X budou hrát roli při budoucím navrhování energetických systémů, ve kterých se klade důraz na obnovitelné zdroje elektrické energie. Nicméně lze očekávat, že potenciál těchto technologií bude záviset na konkrétní zemi, respektive aplikaci, ve které budou technologie použity. Jejich přínos by se tedy tak měl i hodnotit, tj. v rámci konkrétní aplikace [17].

#### 5.2.4 Bariéry zavádění technologií Power-to-Gas

Jelikož jsou technologie P2G relativně novou a moderní technologií, tak se stejně jako jiné nové technologie potýkají s množstvím překážek, jednak při jejich zavádění do technické praxe, ale také při jejich masivnějším budoucím využívání.

Potenciálních překážek, které brání zavádění technologií P2G, existuje velké množství. Celkově se veškeré bariéry dají klasifikovat do čtyř kategorií, které rozdělují bariéry na: regulační, technické, správní (legislativní) a tržní.

Co se týče regulačních bariér, u těch jde o podmínky používání a přístupu k sítím a infrastrukturám, ale také o fiskální a daňové otázky. Obecněji se dá říct, že existuje nejistota určitých regulačních a tržních opatření. Na základě této nejistoty mohou být omezeny investice do technologií P2G, potažmo Sector couplingu.

U technických bariér se řeší převážně větší využívání obnovitelných zdrojů energie, konkrétně tzv. zelených plynů, tj. vodíku a metanu vyrobených z obnovitelných zdrojů elektrické energie. Jde o to, že v současné době neexistuje společný přístup k definování technických norem z hlediska mnoha provozních otázek. Na základě toho může být zabráněno vzájemné spolupráci různých částí energetického sektoru, případně různých zemí, v souvislosti s rozdílnými technickými normami pro jednotlivé země.

Správní bariéry, též možno označovat jako legislativní, jsou v podstatě překážkami v oblasti plánování a spolupráce napříč různými odvětvími energetického sektoru, protože pro dosažení Sector couplingu je potřeba užší spolupráce těchto odvětví.

Bariéry tržního charakteru souvisí s internalizací hodnoty a spolehlivosti na trzích s elektřinou a plynem. Pokud nedojde k uznání a ocenění hodnoty, kterou plyn přidává energetickému systému v této nové roli při propojení sektorů, bude obtížné přivést do tohoto sektoru investice potřebné pro jeho rozvoj. Také existují překážky při souhře trhů s plynem a elektřinou, mezi které patří například sladění časových rámců a produktů těchto trhů [34].

V následujícím textu budou představeny některé bariéry a návrh jejich řešení. Další výčet bariér a jejich řešení je uveden v [35].

##### **Regulační bariéry**

První regulační bariérou v zavádění technologií P2G jsou poplatky za plynovou síť. Provozovatelé plynových zařízení platí za používání plynárenských sítí, přičemž poplatky jsou strukturovány tak, aby do jisté míry bránily přetížení sítě. Technologie P2G jsou v některých zemích EU klasifikovány jako generační aktivum, čímž provozovatelům zařízení P2G vznikají dvojnásobné poplatky za využívání sítě. Nicméně v rámci Sector couplingu může využívání technologií P2G pomoci zmírnit přetížení plynové sítě (v závislosti na umístění v síti a úrovni využívání zařízení P2G), z čehož vyplývá, že by mohlo být výhodnější, aby vznikly nižší síťové poplatky pro

provozovatele zařízení P2G. Kromě výše popsaného mohou tarify za infrastrukturu, které jsou tvořeny tak, aby vybízely k dlouhodobému využívání plynárenské soustavy, být nevhodné pro ty, kteří chtějí využít možnosti krátkodobé flexibility plynových sítí v podobě volných akumulčních kapacit plynu. Takové tarify naprosto odporují principu přerušitelného používání technologií P2G, u kterého nevznikají přetížení plynárenské sítě a také nedochází k rozšiřování sítě, tudíž by bylo vhodné tarify upravit. Řešením tohoto typu bariéry by tedy mohly být diferencované síťové poplatky za skladování a za aktivity probíhající v rámci Sector couplingu, tj. využívání technologií P2G.

Další regulační bariérou zavádění technologií P2G jsou poplatky za elektrickou síť. Princip je veskrze podobný jako u poplatků za plynárenskou síť. Provozovatelům zařízení, využívajících elektrickou síť, a kteří jsou schopni přerušit své používání elektrické sítě v případě přetížení sítě, by mohly být taktéž upraveny síťové poplatky, aby odrážely možnost jejich flexibility, a také jejich roli při zmírňování přetížení v elektrické síti. Speciálně právě provozovatelé zařízení P2G mohou být z hlediska využívání elektrické sítě často velmi flexibilní. Řešením tohoto problému se již zabývá několik zemí, například Norsko, které se snaží vytvořit takový síťový tarif, který by zohledňoval flexibilitu těchto zákazníků, u kterých existuje možnost relativně snadného přerušení dodávky elektrické energie. Takže, jak již bylo napsáno výše, odstranění této bariéry by bylo možné diferencovanými síťovými poplatky za skladování a za aktivity v rámci Sector couplingu, tj. využívání technologií P2G, podobně jako u překážky s poplatky za plynárenskou síť.

Třetí regulační bariérou je problematika vlastnictví zařízení P2G. Tato bariéra souvisí s nejasností ohledně typu regulačního a obchodního modelu, který by měl podporovat rozvoj technologií P2G v Evropě. Podle podmínek pro oddělení v rámci energetického sektoru, a zajištění dostatečné konkurence v tomto odvětví, jsou technologie P2G v balíčku opatření pro čistou energii klasifikovány jako skladování energie, což spadá do kategorie výroby energie. Proto by provozovatelé přenosových a distribučních sítí neměli být zároveň vlastníky technologií P2G. Nicméně v současnosti existují odlišné názory na kategorizaci technologií P2G v rámci různých vnitrostátních regulačních orgánů. Nejasnosti v rámci obchodních modelů mohou tedy do budoucna přinést omezení rozvoje technologií P2G v evropském měřítku. Jako řešení této bariéry by měly být vypracovány jasné pokyny k regulačnímu rámci technologií P2G. Potenciální nebezpečí z narušení hospodářské soutěže by mohlo být vyřešeno oslovením hráčů komerčního trhu s výzvou, zda chtějí investovat do technologií P2G. Pokud by neexistoval komerční zájem, pak by mohli provozovatelé přenosových a distribučních soustav investovat sami.

Do regulačních bariér patří i překážky z hlediska zdanění. Jednou z nich je zdanění provozovatelů zařízení P2G jako koncových uživatelů energie. Koncoví uživatelé energie podléhají zdanění. Jelikož se v rámci technologií spotřebovává

elektrická energie, jsou provozovatelé těchto technologií považováni za koncové uživatele, přestože se jedná v podstatě o poskytování služby elektrizační soustavě v podobě skladování přebytečné energie v rámci Sector couplingu. Takto je tomu například v Nizozemsku. V Německu je situace podobná, navíc tam existuje řada dalších poplatků, které brání rozvoji technologií P2G, například síťové poplatky, daně a poplatky za obnovitelné zdroje. Důvodem toho je, že skladování energie je považováno za konečného spotřebitele. Řešením této bariéry by mohlo být odebrání daně z technologií P2G například tak, že se skladování energie bude klasifikovat jako samostatný prvek v energetickém systému, odlišný od koncových uživatelů. Tento princip je zaveden v Dánsku, kde se technologie P2G berou jako procesní energie, a tudíž nepodléhají daním.

Další bariérou z hlediska zdanění, zároveň poslední uvedenou regulační bariérou, je výhodné zdanění fosilních paliv. V některých zemích totiž existují tzv. antidekarbonizační daně a dotace. To zapříčiňuje znevýhodnění dekarbonizační energie, která poté není finančně konkurenceschopná oproti fosilním palivům, tudíž dosažení dekarbonizace propojením sektorů bude obtížné bez jistých regulačních zásahů. Odstranění této bariéry se může dosáhnout zrušením zvýhodňování fosilních paliv, jinak řečeno zajištěním toho, aby daně a poplatky místo toho podporovaly nízkouhlíkové zdroje energie [34].

### **Technické bariéry**

Jednou z technických bariér, bránící zavádění technologií P2G do praxe, je odlišnost technických norem a řešení v různých zemích. Například vstřikování vodíku do plynárenských sítí dosud nemá jednotné technické normy. Do současných plynových sítí je možno přimíchat pouze malé množství vodíku, protože sítě nejsou navrženy tak, aby odolaly specifickým vlastnostem vodíku, na jejichž základě by mohlo docházet ke zvýšené propustnosti a korozi potrubí. Dalším problémem jsou obavy z tolerance množství vodíku u koncových plynových spotřebičů. Nicméně stále probíhá výzkum, který má zjistit, jaké je optimální množství, které lze směšovat se zemním plynem. Díky tomu, že není jasno, kolik vodíku lze přimíchat do plynárenských sítí, projekty na výrobu vodíku jen obtížně získávají povolení k provozu. V podstatě každý stát má dáno zákonem, kolik vodíku lze přimíchat do zemního plynu, většinou jsou to jen zanedbatelná množství, což tedy zabraňuje vstřikování většího množství vodíku do plynárenských sítí a omezuje možnosti instalace elektrolyzérů. Řešením této bariéry by mohlo být posílení výzkumu v oblasti materiálů a toho, co plynárenské soustavy a zařízení jsou schopny vydržet. Z hlediska legislativního by poté mohlo dojít ke změně zákonů o kvalitě plynů, které určují množstevní složení dodávaného plynu zákazníkům.

Druhou technickou bariérou zavádění technologie P2G je nedostatek meziodvětvově kvalifikovaných pracovníků. Vzhledem k velkému množství

technických znalostí potřebných pro plánování a provoz energetických sítí, ať už elektrických, nebo plynárenských, vede požadavek na propojení těchto sektorů k tomu, že provozovatelé sítí potřebují jak znalosti z oblasti elektrické, tak plynárenské. Z toho vyplývá, že překážkou pro propojení odvětví může být nedostatek kvalifikovaných pracovních sil, které by mohly pracovat napříč odvětvími. Odstranění této bariéry lze provést podporou multioborového vzdělávání v oblasti elektrické a plynárenské. Příkladem může být Německo, kde vyvstal požadavek provozovatelů distribučních soustav na jejich hlavní inženýry, kteří na základě toho musí mít kvalifikaci v obou oborech, tj. jak v oblasti plynu, tak elektřiny [34].

### **Správní (legislativní) bariéry**

Dalším typem bariér jsou bariéry správní, nebo také legislativní. Tento typ bariér se výrazně podobá, případně prolíná, s bariérami regulačními. Příkladem tohoto typu bariér jsou překážky tzv. kombinovaným společnostem v oblasti infrastruktury s elektřinou a plynem. Existují právní i regulační překážky bránící tomu, aby více infrastrukturních společností provozujících elektrické a plynárenské sítě fungovaly jako jedna integrovaná společnost. Tyto překážky často vychází z předpisů o oddělení, jejichž cílem je zajistit konkurenci v energetickém sektoru prostřednictvím oddělení. Na základě toho dochází k problémům u společností zabývajících se infrastrukturou elektřiny i plynu, a které se zabývají projekty, zahrnující jak část elektrickou, tak plynárenskou. Tato bariéra je vlastně přímým opakem toho, co se myslí pojmem Sector couplingu jako propojování sektorů. Pravděpodobně nejsilnější provozní synergie elektřiny a plynu budou na místní úrovni, proto by se mělo podporovat sblížování provozovatelů distribučních soustav elektřiny a plynu na této úrovni. Podpora této spolupráce by tedy měla být řešením této bariéry, společně se změnou legislativy v této oblasti [34]. Nicméně nejen spolupráce na lokální úrovni, ale taktéž je potřeba spolupráce na úrovni mezinárodní. Na této úrovni již sdružení ENTSO-G a ENTSO-E udělaly první kroky při koordinaci svých příslušných desetiletých plánů rozvoje sítí (TYNDP), kdy pro TYNDP 2018 vyvinuly společné scénáře, jejichž cílem je identifikovat relevantní propojení mezi odvětvími elektřiny a plynu. V rámci toho ENTSO vyvíjí dále propojený model elektřiny a plynu, který bude posléze použit k podpoře analýzy nákladů a přínosů projektů, u kterých je propojení sektoru elektřiny a plynu obzvláště důležité [35].

Spíše než jako správní bariéra, by se za legislativní bariéru dala považovat absence harmonizované definice udržitelné investice v rámci Sector couplingu. V tomto případě jde o to, že neexistuje harmonizované chápání toho, co jsou udržitelné investice, což může bránit toku kapitálu do projektů, které slouží k dosažení dekarbonizace. Řešení této bariéry už je v procesu, kdy systém klasifikace pro udržitelné investice již budují orgány EU ve spolupráci se specializovanou skupinou technických odborníků. V návaznosti na to by také mělo dojít ke zvážení technologií

Sector couplingu, které by měly být náležitě zohledněny v klasifikačním systému z hlediska jejich přínosu pro zmírnění změny klimatu. Celkově by měl být v rámci politik na úrovni EU, vnitrostátních a národních politik, vyjasněn význam propojení odvětví, což by dodalo do problematiky určitou koncepční jistotu [35].

### **Tržní bariéry**

Posledním typem bariér zavádění technologií P2G jsou bariéry tržní. První z nich jsou nízké náklady na fosilní paliva bez internalizace hodnoty enviromentálních externalit. Obsah uhlíku ve fosilních palivech není zcela internalizován v cenách za fosilní paliva, což má za následek neefektivní ceny dekarbonizované energie oproti energii z fosilních paliv, což v praxi vede k tomu, že je těžší nahradit fosilní paliva nízkouhlíkovými alternativami. Řešením toho je internalizovat cenu externalit energie s vysokým obsahem uhlíku (z fosilních paliv), například prostřednictvím cen CO<sub>2</sub>. Toto řešení je aplikováno pomocí emisních povolenek, které zvedají cenu elektřiny vyrobené z fosilních paliv.

Tržní bariérou může být i již zmíněná nejistota ohledně regulačního rámce pro vodík a bioplyny. Jelikož je použití vodíku a bioplynů relativně nové, existuje velká nejistota ohledně toho, jak budou zapadat do regulačního rámce a designu trhu a jaké změny je možné provést, aby se tomu přizpůsobily. Další obavy jsou navíc způsobeny tím, že se uvažuje více možností do budoucna, jak poskytnout flexibilitu sítí, takže není jasné, zda se vodík a bioplyny budou využívat. Na základě toho může dojít ke snížení investic, protože investoři se snaží vyhnout riziku investování peněz do projektu, jehož finanční model se může zásadně změnit v návaznosti na změny v regulaci a designu trhu. Řešením by bylo poskytnout větší jistotu regulace a designu trhu s vodíkem a bioplyny.

Další bariérou pro technologie P2G jsou vysoké počáteční náklady a problémy s finančními prostředky. Počáteční náklady na rozšíření nebo renovaci stávající infrastruktury, případně vybudování infrastruktury nové, potřebné pro propojení sektorů, mohou být vysoké. V kombinaci s nejistým regulačním prostředím generujícím nižší investice mohou být potíže s financováním těchto vysokých počátečních nákladů. Technologie P2G (hlavně elektrolyzéry) jsou životaschopné, když jsou využívány v maximální možné míře, tj. nepřetržitě, a pokud tomu tak není, může vzniknout při přechodu energetického sektoru dlouhé období investic bez návratnosti, což taktéž výrazně zvyšuje strach investorů. Řešením této bariéry by mohla být intervence na trhu v raných fázích Sector couplingu, čímž by se mohlo zajistit splnění investičních požadavků.

Poslední představenou tržní bariérou je absence společného systému definice a sledování záruky původu „čistého“ plynu. Certifikáty původu plynu, tzv. GoO (Guarantee of Origin), se obecně používají nekonzistentně. Využívány jsou například v Dánsku, Švédsku, Německu, Nizozemsku a Belgii, avšak tyto země mají problém

s obchodem se zeměmi, které GoO ještě nepřijaly. Například vodík vyrobený z větrných elektráren v Německu je označen jako „bioplyn“, nicméně pokud by se obchodoval se Švýcarskem, vzniká problém, protože tam je s ním nakládáno jako se zemním plynem, jelikož ve Švýcarsku je „bioplyn“ definován jinak než v Německu. Odstranění této bariéry by mohlo nastat po vypracování celoevropské společné definice pro různé typy plynů, a motivováním k většímu využívání GoO [34].

### 5.2.5 Pilotní projekty technologie Power-to-Gas

Technologie P2G jsou v poslední době velmi diskutovaným tématem z hlediska propojování sektorů a budoucí podoby sektorů elektroenergetiky a plynárenství. Na základě tohoto zvýšeného zájmu vzniklo v posledních letech velké množství pilotních projektů, které se tímto tématem zabývají, a to i přes své prozatímní vysoké náklady a ztráty během přeměny energie. Technologie P2G jsou obecně považovány za užitečné, protože se jedná o nákladově nejefektivnější možnost dlouhodobého skladování energie, nicméně za předpokladu, že ke zpětné přeměně obnovitelného plynu na elektrickou energii existují plynové elektrárny a kombinované teplárny. Zároveň tyto technologie podporují meziodvětvovou dekarbonizaci a náhradu fosilních paliv obnovitelnými.

V současné době existuje po celém světě řada projektů zaměřených na různé oblasti použití. Konkrétně od roku 1993 do roku 2050 bylo dokončeno, aktuálně probíhá, nebo je plánováno 153 projektů ve 22 zemích světa, které ukazují řadu aplikací od raného výzkumu a vývoje až po pilotní a průmyslové projekty na přeměnu energie v různých oblastech použití. Veškeré údaje uvedené v této kapitole jsou k začátku roku 2019, proto je dost pravděpodobné, že počet projektů technologie P2G do současnosti nadále roste, tudíž číslo 153 rozhodně není konečné. Asi 57 % všech projektů se zabývá výrobou, skladováním a využitím vodíku. Zbytek projektů se zaměřuje na metanizaci, přičemž zhruba polovina na biologickou metanizaci, a druhá polovina na metanizaci chemickou.

K začátku roku 2019 bylo celosvětově aktivních 94 projektů s celkovým elektrickým výkonem 38,6 MW<sub>el</sub>. Z toho 56 projektů s instalovaným elektrickým výkonem 24,1 MW<sub>el</sub> se zabývalo výrobou vodíku. V 38 projektech s instalovaným elektrickým výkonem 14,5 MW<sub>el</sub> se produkoval metan. Pokud jde o instalované výrobní kapacity, u vodíku to bylo 6 205 m<sup>3</sup>/h, což je výkonově asi 18,6 MW, u metanu to bylo 590 m<sup>3</sup>/h, což je výkonově asi 6 MW.

Z hlediska umístění instalovaného výkonu bylo nejvíce zařízení P2G v Německu, kde byl instalovaný výkon 30,7 MW<sub>el</sub>, následovalo Dánsko s 2,53 MW<sub>el</sub>, Kanada a Spojené státy americké (oba přibližně 0,45 MW<sub>el</sub>). Další země, jako Nizozemsko, nebo Maďarsko, plánovaly zvýšit svou kapacitu, přičemž Nizozemsko mělo v plánu navýšit kapacitu na 12 MW<sub>el</sub> do roku 2022 a Maďarsko mělo plánován projekt



o výkonu 10 MWel. Zvýšení kapacity samozřejmě plánovalo i Německo, a to o zhruba 10 MWel a taktéž Dánsko asi o 20 MWel.

Pokud jde o technologii elektrolyzérů použitých v rámci projektů, tak zhruba polovina používá elektrolyzéry PEM (s polymerní membránou) a druhá polovina alkalické elektrolyzéry. Pouze několik projektů zkoušelo elektrolyzéry SOEC (vysokoteplotní). Některé projekty dokonce zkoušely dvě technologie současně, případně používaly vodík pocházející z jiných zdrojů, dopravovaný v tlakových lahvích.

Co se týče průměrné velikosti zařízení, tak dochází k postupnému růstu výkonu, přičemž mezi roky 2012 a 2015 došlo ke skokovému zvýšení výkonu ze 118 kWel na 390 kWel. S průměrným instalovaným výkonem 380 kWel na zařízení jsou projekty metanizace asi o 12 % menší než projekty na výrobu vodíku (asi 430 kWel na zařízení). Nicméně průměrná velikost zařízení obou skupin produktů je 407 kWel na zařízení. Do budoucna se plánuje další zvyšování instalovaných výkonů jednotlivých projektů, přičemž v roce 2050 má být průměrný instalovaný výkon projektu P2G 0,7 MWel. Největší by měly být projekty chemické metanizace s průměrným instalovaným výkonem 1,56 MWel, oproti projektům biologické metanizace s průměrným instalovaným výkonem 0,61 MWel. U projektů vyrábějících vodík se počítá s větším počtem menších projektů o průměrné velikosti 0,45 MWel na zařízení.

Projekty, zaměřující se na metanizaci, používají různé zdroje oxidu uhličitého. Patnáct současných projektů využívá jako zdroj CO<sub>2</sub> bioplyn nebo splaškový plyn z čistíren odpadních vod. Laboratorní projekty naproti tomu využívají CO<sub>2</sub> z tlakových lahví, přičemž těchto projektů je třináct. Dalšími zkoumanými zdroji oxidu uhličitého jsou bioetanolová (nebo alkoholová) fermentační zařízení (dva projekty), syngas ze zplyňování biomasy, procesy s uzavřeným okruhem, fosilní elektrárny, zachycování ze spalování biomasy, a přímé zachycování ze vzduchu.

Téměř polovina projektů (asi 45 %) vtlačuje své plynné produkty do plynárenských sítí, přičemž asi 35 % z toho je vodík a 65 % je biometan. Po výstupu z plynárenské sítě jsou posléze tyto produkty přeměněny na elektřinu nebo teplo, případně používány jako palivo. Mezi všemi vodíkovými projekty je podíl dodávek do plynárenské sítě nižší, v porovnání s metanizačními projekty. U těch přibližně 60 % projektů dodává vyrobený plyn přímo do plynárenské sítě. To je nejspíše dáno tím, že ve všech zemích jsou omezeny dodávky vodíku do plynárenských sítí více než dodávky biometanu do plynárenských sítí.

Další využití produktů vyrobených v rámci technologií P2G je lokální skladování, přeměna bez dodávky do rozvodné sítě, výroba paliv, průmyslové využití, využití kyslíku a odpadního tepla, nebo výzkumné aplikace. Konkrétně je po konverzi na elektřinu nejběžnější fází využití produktů výroba biopaliv, a to u 36 projektů ze všech. Odpadní teplo se využívá u 10 % projektů. Použití produktů v průmyslových aplikacích (5 projektů) a využití kyslíku (3 projekty) zaujímají z hlediska využití jen

malou část. Třináct projektů ze všech se dá označovat jako výzkumná zařízení. Na základě toho se dá říct, že většina projektů je navržených jako pilotní zařízení, určená pro krátkodobé až střednědobé uplatnění na trhu.

Průměrná účinnost produkce plynů, stanovená výpočtem z existujících projektů, je v rámci technologií P2G u vodíku přibližně 77 %, zatímco u metanu jen asi 41 %. Nízká účinnost metanizace je nejspíše způsobena tím, že se u této technologie nevyužívá odpadní teplo v rámci většiny projektů, avšak kdyby tomu tak bylo, účinnost by se zvýšila.

Na základě údajů 67 projektů, které poskytly informace veřejně, byla určena průměrná doba potřebná pro plánování a výstavbu na přibližně 1,5 roku, a to s průměrnou životností projektu 1-3 roky, nicméně objevily se i výjimky s životností projektu až 10 let.

U investičních nákladů všech technologií P2G se očekává, že budou postupně, zhruba exponenciálně, klesat. U alkalických elektrolyzérů by měly investiční náklady ze současných 1 300 EUR/kWel klesnout na méně než 500 EUR/kWel v roce 2050. Elektrolyzéry s polymerní membránou (PEM) by měly mít úroveň investičních nákladů zhruba podobnou jako alkalické elektrolyzéry, očekává se, že u nich poklesnou náklady z 1 900 EUR/kWel na 500 EUR/kWel v roce 2050. U vysokoteplotních elektrolyzérů (SOEC) je situace obdobná. Ze současných 3 570 EUR/kWel by měly investiční náklady klesnout na 535 EUR/kWel v roce 2050. Do roku 2030 se očekává pokles nákladů na přibližně 600 EUR/kWel pro PEM elektrolyzéry, a na 700 EUR/kWel u alkalických elektrolyzérů. Hlavním důvodem poklesu investičních nákladů může být zvýšení automatizace a výrobních kapacit, ale taktéž technologický vývoj v oblasti elektrolyzérů. Každopádně spolehlivost předpovědí investičních nákladů v roce 2050 je nejistá, protože mohou nastat neočekávané změny, například posuny v preferencích při rozhodování o surovinách nebo politice v oblasti klimatu, které mohou změnit nastavení energetického systému. Predikce jsou taktéž ovlivněny nejistotami v důsledku rychle se měnící poptávky po energii, vývoji politiky, a podpory fondů. U investičních nákladů na metanizaci je situace podobná jako u elektrolyzérů. Nicméně je nutné podotknout, že náklady na metanizaci nezahrnují náklady na elektrolyzér příslušející k metanizačnímu zařízení. Investiční náklady na chemickou metanizaci, vztahované na příkon metanizační jednotky (neboli výkon příslušného elektrolyzéro), by měly klesnout z aktuálních 800 EUR/kWel na 130-400 EUR/kWel v roce 2050. U biologické metanizace by mělo jít o snížení z 1 200 EUR/kWel na 300 EUR/kWel v roce 2050. Do roku 2030 je předpoklad poklesu investičních nákladů na 700 EUR/kWel u biologické metanizace, na 500 EUR/kWel u chemické metanizace. Snížení nákladů u metanizačních zařízení může být způsobeno úsporou z rozsahu, což souvisí s technologickým pokrokem. Z výše uvedeného je tedy jasné, že náklady na zařízení vyrábějící vodík budou zhruba stejné jako náklady na zařízení vyrábějící metan [36].

V následujících kapitolách budou představeny některé významné a zajímavé pilotní projekty technologií P2G. Kompletní seznam všech 153 projektů s informacemi o instalovaném výkonu, umístění, a roku zahájení, je uveden v [36].

### **Energiepark Mainz**

Největším pilotním projektem, který byl zahájen v červenci 2015, je projekt Energiepark Mainz. Tento projekt, umístěn u německého města Mohuč, je jak národně, tak i mezinárodně uznávaným inovačním projektem v rámci Sector couplingu a skladování energie. V roce 2015 byl tento projekt zahájen jako výzkumný, přičemž po dvou letech bylo rozhodnuto, že bude pokračovat dále, a to v podstatě již jako komerční projekt. Jedná se o aktuálně největší světový závod na elektrolýzu svého druhu, který byl vytvořen ve spolupráci firem Linde Group, Siemens a Mainzer Stadtwerke AG, s finanční podporou německé vlády.

Po zahájení tohoto projektu byl proveden speciální program pro výzkum a testování nové technologie. V rámci toho bylo zkoumáno, zda nově vyvinutý proces elektrolýzy a iontový kompresor od firmy Linde fungují podle plánu, kterým byla stabilizace energetické sítě pomocí řízení energie, interakce zařízení se sousedními větrnými turbínami a taktéž byly zkoumány potenciálně nejvhodnější tržní příležitosti pro vyráběný vodík. Při výzkumné fázi projektu byl kladen důraz na vyšetřování rychlosti změny zátěže a účinnosti systému. Výzkumný projekt zahrnoval investice v celkové výši asi 17 milionů EUR. Po fázi výzkumu následoval v roce 2017 zkušební provoz systému, poté přešel projekt do běžného provozu.

Prvořadým cílem tohoto projektu byl vývoj, testování a použití inovativních technologií při výrobě vodíku elektrolýzou vody s použitím obnovitelné elektrické energie. Zároveň by tento projekt měl být součástí řešení problémů s přebytky elektřiny z OZE, kdy se v rámci tohoto projektu mohou ukládat tyto přebytky obnovitelné energie za pomoci elektrolýzy do vodíku, na základě čehož se dosáhne 100 % flexibility této obnovitelné energie a nebude již třeba omezovat její využití v době přebytků.

Hlavním zařízením projektu Energiepark Mainz jsou tři elektrolyzéry typu SILYZER 200 společnosti Siemens, které jsou vybaveny technologií protonové membrány (PEM), každý o výkonu 2 MW. V těchto zařízeních tedy dochází k rozdělení vody stejnosměrným proudem na vodík a kyslík. Systém elektrolyzérů je možné regulovat v rámci sekund, pokud se nachází v pohotovostním režimu. Pokud jde o studený start, dosáhne se plné kapacity během dvou minut. Výstupní tlak vodíku z elektrolyzéry je 35 barů.

Vstupními produkty pro elektrolýzu jsou voda a elektrický proud. Z hlediska vody je potřeba demineralizovaná voda. K přípravě této vody je v rámci projektu instalován systém úpravy vody, který ji zbaví všech rozpuštěných solí v rámci několika fází. Spotřeba vody je 1 m<sup>3</sup>/h. V rámci tohoto systému je instalována také vyrovnávací

nádrž, která zajišťuje stálý přísun vody pro elektrolyzu, a to například i při údržbě systému na úpravu vody.

Co se týče napájení elektřinou, jsou zařízení projektu Energiepark Mainz napájena ze sítě vysokého napětí 20 kV, potažmo ze sousedních větrných farem. Instalovaný výkon větrných turbín je 4 x 2 MW. Jelikož přiváděný proud je střídavý, nachází se zde tři stejnosměrné stanice, které generují vysoký stejnosměrný proud potřebný pro elektrolyzu. Maximální proud jedné stanice je 3 500 A, přičemž výkon stanice jsou 2 MW. Proud je ve stanicích usměrňován a zároveň je odstraněno rušení pomocí systému vícestupňového filtračního obvodu.

Požadovaným výstupním produktem je vodík. Surový vodík z elektrolyzy je nejprve veden přes katalyzátor, kde se dodatečný obsah kyslíku mění na páru. Velká část existující vlhkosti kondenzuje před a po kompresi a vrací se do elektrolyzy. Komprese vodíku je dvoustupňová, provedená iontovým kompresorem. Po prvním stupni komprese se vodík ukládá do tlakových skladovacích nádob. Odtud se může vodík zavádět do nedaleké plynárenské sítě. Kapacita tlakových nádob je 2 x 82 m<sup>3</sup>, vodík je v nich pod tlakem 20-80 barů. Kapacita potrubního systému plynárenské sítě je 780 kg vodíku, tj. 26 MWh. Dále může vodík projít druhým stupněm komprese a následným sušením. Poté se může čerpat do nádrží na nákladních vozidlech (cisternách) a odvézt se do místa použití. Kvalita vodíku na vstupu do katalyzátoru je taková, že jsou ve vodíku obsažena asi 3 % vlhkosti a asi 0,5 % kyslíku. Výsledný vodík pro použití obsahuje méně než 0,0005 % vlhkosti a méně než 0,0002 % kyslíku.

Iontový kompresor, vyrobený firmou Linde speciálně pro tento projekt, je hlavní zařízení pro úpravu vodíku po jeho vyrobení, jak již bylo popsáno výše. Používá se tzv. „iontové kapaliny“ (kapalné soli), která maže, chladí a utěšňuje hydraulicky poháněný pístový kompresor. Kompresor byl vyvinut pro provoz s rychlými změnami zatížení, vysokou účinností částečného zatížení a se dvěma stupni komprese. Další speciální funkcí je integrované sušení vodíku. Co se týče jeho parametrů, maximální průtok vodíku je 1 250 m<sup>3</sup>/h (112 kg/h), minimální sací tlak 15 barů, maximální tlak 250 barů, maximální výkon (spotřeba energie) 350 kW a možnost zatěžování v rozmezí 10-100 %.

Jak již bylo naznačeno výše, vodík vyrobený v rámci projektu Energiepark Mainz může být vtlačován do plynárenské sítě, nebo plněn do cisternových vozidel a rozvážen na místa konečného použití. Pokud je vodík přímo vtlačován do plynárenské sítě, děje se tak přímo do vysokotlaké sítě (tlak vodíku od 20 do 80 barů) v rámci odbočky, která zásobuje okres Mainz – Ebersheim. Tímto způsobem tedy dochází k mísení zemního plynu s vodíkem, a to v rozmezí 0-15 % objemu, přičemž objem protékajícího zemního plynu je 0-1 200 m<sup>3</sup>/h. Další výhodou tohoto druhu využití vodíku je to, že je k dispozici enormní skladovací kapacita sítě zemního plynu pro elektrickou energii z OZE. Část vodíku se také přivádí do nové čerpací stanice

vodíku ve Wiesbadenu, kde budou tankovány autobusy společností Mainzer Mobilität a ESWE Verkehr.

Pokud dochází k plnění cisternových vozidel, odváží se vodík do speciálních čerpacích stanic pro vozidla poháněná palivovými články, případně do průmyslových objektů, kde je vodík dále využíván. Po připojení plnicí hadice k nádrži dojde k analýze zbývajícího objemu v nádrži. Poté je vodík plněn do nádrže kompresorem, přičemž se kontroluje čistota, teplota a tlak vodíku. Kapacita cisternových vozidel je 300-600 kg vodíku, který je pod tlakem 200 barů. Naplnění jednoho cisternového vozidla trvá podle objemu nádrže až tři hodiny [37].



**Obr. 5.3** Schéma projektu Energiepark Mainz [38]

### Projekt Store&Go

Projekt Store&Go byl zahájen v březnu 2016 a ukončen byl v únoru 2020. Tento projekt byl financován Evropskou unií v rámci programu Horizont 2020, zaměřeného na zkoumání inovací pro energetickou transformaci v Evropě. Cílem projektu

Store&Go bylo otestovat dostupné technologie P2G ve třech různých evropských zemích, a taktéž prozkoumat potenciál technologií P2G v evropské energetické síti. Do projektu bylo zapojeno 27 partnerů z 6 různých zemí EU (Německo, Švýcarsko, Itálie, Rakousko, Francie a Nizozemsko) napříč různými odvětvími, tudíž do konsorcia projektu Store&Go patřili velcí průmysloví hráči, malé inovativní společnosti, nebo výzkumné ústavy, přičemž všichni se společně zaměřovali na koncepty reaktorů, elektrické sítě, technickoekonomické studie, rozvoj podnikání a právní aspekty projektu. Celkové investice do projektu se vyšplhaly ke 28 milionům EUR, přičemž 18 milionů EUR poskytla EU, 6 milionů EUR investovalo Švýcarsko. Zbývající 4 miliony EUR pocházely z průmyslového sektoru. Projekt Store&Go dokazuje, že Evropa může snížit svou uhlíkovou stopu a současně pokrýt velkou část své budoucí energetické poptávky co nejefektivnějším využitím obnovitelných zdrojů.

V rámci projektu Store&Go byly vybudovány tři pilotní projekty s různými inovativními technologiemi P2G. Každý z konceptů zahrnoval nové technologie metanizace a byl přizpůsoben příslušnému demonstračnímu umístění. Zařízení těchto pilotních projektů byla integrována do místních energetických, tepelných a plynárenských sítí. Na základě toho bylo možno dodávat obnovitelný metan do stávající sítě zemního plynu klimaticky neutrálním způsobem bez jakýchkoli omezení. Díky odlišnosti technologií jednotlivých pilotních projektů bylo dosaženo široké škály výsledků, a to pro různorodá testovací prostředí, například různé klima, různé typy sítí, různé kombinace solární, větrné a vodní energie, případně různé zdroje CO<sub>2</sub>. Díky této široké škále výsledků se dají porovnat výhody technologií P2G v různých prostředích.

První zařízení technologie P2G v rámci projektu Store&Go bylo umístěno ve Falkenhagenu v Německu. V této oblasti se již nacházel 2 MW elektrolyzátor na výrobu vodíku z větrné energie (projekt WindGas Falkenhagen, zahájený v srpnu 2013), který byl v květnu 2018 doplněn o metanizační jednotku s kapacitou přibližně 1 MW. Byly zde nainstalovány dva rozdílné katalytické reaktory pro metanizaci, přičemž ve finále se používal jeden reaktor, využívající izotermickou katalytickou metanizaci, s výrobní kapacitou 580 kW SNG. Zdrojem oxidu uhličitého bylo v rámci tohoto projektu zařízení na výrobu bioetanolu. Teplo, generované během procesu metanizace, se využívalo také v sousedním dýchovacím zařízení. Do května 2018, tudíž do doby, než se oblast Falkenhagenu osadila metanizačním zařízením, byl do přenosové plynárenské sítě přiváděn vyrobený vodík. Poté se od ledna 2019 začal do plynárenské sítě vtlačet syntetický zemní plyn, respektive metan. V metanizační jednotce bylo vyráběno až 1 400 m<sup>3</sup> SNG za den, což odpovídá asi 14 500 kWh energie. Celkově bylo metanizační zařízení v rámci projektu v provozu 1 186 hodin, přičemž do plynárenské soustavy byl dodáván metan po dobu 668 hodin. Celkový energetický výstup z metanizační jednotky byl asi 192 000 kWh energie. Na základě

výsledků měření byla zjištěna celková účinnost technologie P2G 53 %. Samotná metanizační jednotka dosáhla účinnosti 85 % (včetně využití tepla a poptávky po elektřině). Relativně nízká celková účinnost byla dána špatnou účinností stávajícího alkalického elektrolyzéry. Potenciálním zlepšením by tedy bylo použití elektrolyzéry s lepší účinností. Metanizační jednotka, umístěná ve Falkenhagenu, byla schopná produkovat vysoce kvalitní SNG (obsah metanu větší než 99 % objemu), a to pro širokou škálu zátěže 40-100 %. Při změnách zátěže byla kvalita SNG vždy taková, aby byly splněny limity pro vstřikování plynu do plynárenské soustavy.

Druhé zařízení technologie P2G v rámci projektu Store&Go se nacházelo v Solothurnu ve Švýcarsku. Tento pilotní projekt využíval biologickou metanizaci, kdy mikroorganismy, tzv. Archaea, převáděly vodík získaný z elektrolyzérů (2 x 175 kW, typ PEM) na metan. Zdrojem oxidu uhličitého pro tento proces byla čistírna odpadních vod. V rámci tohoto projektu se jako zdroj elektrické energie využívala vysoká koncentrace solárních zdrojů v kombinaci s vodními elektrárnami. Toto zařízení, které mělo výkon 700 kW, bylo v provozu od května 2019 a vyrobený syntetický metan přivádělo do místní plynárenské sítě. Celková doba provozu metanizačního zařízení byla 1 299 hodin, přičemž metan do plynárenské soustavy byl dodáván 1 057 hodin. Do soustavy tedy bylo dodáno asi 173 000 kWh energie ve formě SNG. V rámci tohoto pilotního projektu bylo, podobně jako u Falkenhagenu, dosaženo vysoké kvality produkovaného SNG (objem metanu větší než 99 %). Během provozu zařízení byl biokatalyzátor (mikroorganismy) postupně přizpůsobován vyššímu zatížení, takže se dosáhlo toho, že ke konci projektu bylo zařízení schopné provozu při téměř 100 % zatížení. Co se týče účinnosti, samotná metanizace bez využití tepla dosáhla na hodnotu 73 %, přičemž celková účinnost zařízení P2G (s využitím nízkoteplotního odpadního tepla z elektrolyzy) byla 76 %. Využití odpadního tepla probíhalo v nedalekém zařízení, tzv. „Hybridwerk“, což byla kombinace více zařízení, mezi které patřily plynové kotle, plynové spalovací motory, elektrolyzér, skladování tepla a vodíku, a také rekuperace tepla. Jelikož teplo bylo nízkoteplotní, bylo jeho využití podporováno tepelným čerpadlem pro dálkové vytápění. Spotřeba energie na zdroj CO<sub>2</sub> se do účinnosti nezahrnovala, protože dodávka CO<sub>2</sub> do zařízení P2G bylo odpadním produktem z jiného procesu (ČOV). Zvýšení účinnosti by se dalo dosáhnout využitím odpadního tepla z metanizačního procesu, které by se také dalo využít v zařízení Hybridwerk. Toto bylo v projektu plánováno, nicméně se to nezrealizovalo. Dalším potenciálem pro zlepšení účinnosti by bylo snížení spotřeby elektrické energie metanizační jednotky. Pokud by se tedy oba uvedené principy realizovaly, mohlo by se dosáhnout celkové účinnosti zařízení P2G o velikosti 89 %.

Třetí zařízení technologie P2G v rámci projektu Store&Go bylo v Troii v Itálii. U tohoto pilotního projektu došlo, podobně jako u projektu ve Falkenhagenu, k doplnění již stávajícího zařízení P2G o metanizační jednotku, konkrétně se v této

oblasti nacházel 1 MW elektrolyzátor, který tu byl instalován v rámci projektu Ingrid v roce 2014. Tento elektrolyzátor byl připojen přímo k síti VN, a šlo jej ovládat s cílem poskytovat vyrovnávací služby sítě. V rámci projektu Store&Go byla přidána k tomuto elektrolyzátoru metanizační jednotka, respektive metanizační mikroreaktor o výkonu 200 kW. Proces metanizace byl katalytický, přičemž zdrojem oxidu uhličitého byl přímo vzduch, jelikož zařízení bylo doplněné o systém zachycování CO<sub>2</sub> z atmosféry. Z hlediska obnovitelné energie, která byla využívána k výrobě vodíku, jednalo se o solární energii, protože oblast kolem Troie je charakteristická intenzivním slunečním zářením. Solární energie byla ovšem využívána v kombinaci s energií větrnou, která má v dané oblasti taktéž velký potenciál. Kromě přímého zachycování CO<sub>2</sub> ze vzduchu bylo další zvláštností tohoto projektu nakládání s vyrobeným metanem. V rámci tohoto projektu byla totiž instalována jednotka na zkapalňování plynu malého rozsahu, která vyrobený metan chladila na teplotu -162 °C, čímž ho převedla do kapalného stavu a z metanu se stal zkapalněný obnovitelný plyn (LRG). Toto palivo pak bylo uhlíkově neutrální a mohlo být přepravováno a distribuováno spotřebitelům nákladním (cisternovým) vozidlem. Díky tomu bylo toto zařízení P2G zcela nezávislé na přístupu k potrubnímu systému. Využití paliva LRG je jako náhrada fosilního zkapalněného zemního plynu (LNG), používaného pro pohánění těžkých nákladních vozidel nebo lodí. Na základě implementace zkapalňovací jednotky se dá říct, že zařízení P2G převádělo, respektive přesouvalo přebytek obnovitelné elektřiny z elektrické sítě do distribuční sítě LNG. Zařízení v Troii vyrábělo zkapalněný obnovitelný plyn (LRG) od dubnu 2019. Co se týče doby provozu, tak zařízení pracovalo 1 142 hodin, z čehož 305 hodin docházelo ke zkapalňování metanu. Celkově bylo vyrobeno 33 000 kWh energie ve formě LRG. Vzhledem k inovativnímu charakteru celkového procesního řetězce v rámci tohoto projektu a relativně malé kapacitě výkonu existuje obrovský potenciál pro energetické zlepšení. Během projektu bylo totiž dosaženo celkové účinnosti P2G 29 %. Musí se vzít v úvahu, že přímé zachycování CO<sub>2</sub> ze vzduchu a zkapalňování SNG měly srovnatelně vysokou poptávku po energii. Bylo dosaženo obsahu metanu 96 % před zkapalněním. Taktéž se prokázalo, že proces lze provozovat dynamicky od 20 % do 80 % zátěže, s rychlostí změny zátěže 5 %/min. Díky integraci tepla a energetické optimalizaci procesních jednotek bylo možné ke konci projektu dosáhnout celkové účinnosti P2G 46 %. Výhodou použití přímého zachycování CO<sub>2</sub> z atmosféry byl velmi vysoký potenciál pro využití vnitřního tepla, což v kombinaci se zkapalňovací jednotkou umožňovalo nezávislost technologie vzhledem k připojení k plynárenské soustavě nebo blízkému chladiči, procesní řetězec projektu bylo tedy možné provozovat víceméně samostatně [39].

Základní informace ke všem třem pilotním projektům jsou uvedeny v tabulce 5.2.

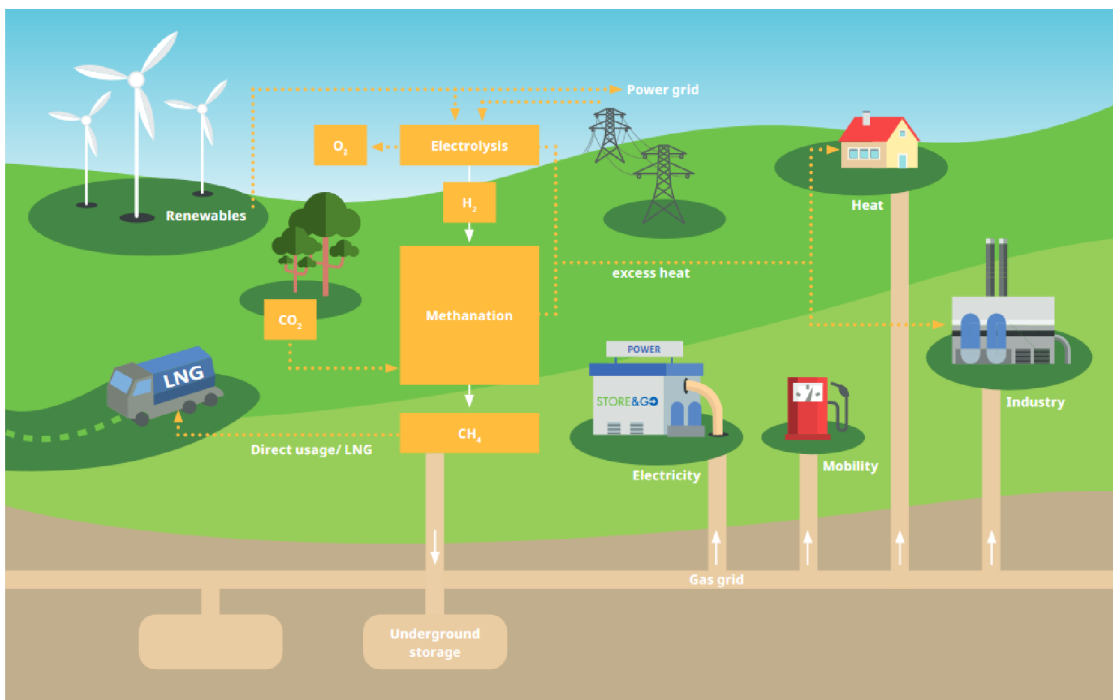


**Tab. 5.2** Základní informace k jednotlivým pilotním projektům v rámci projektu Store&Go [39]

	Pilotní projekt Falkenhagen (Německo)	Pilotní projekt Solothurn (Švýcarsko)	Pilotní projekt Troia (Itálie)
Popis lokality s ohledem na typickou výrobu z OZE	Venkovská oblast na severovýchodě Německa s vysokou produkcí větrné energie a nízkou celkovou spotřebou elektriny	Městská oblast v alpském regionu se značnými kapacitami výroby z fotovoltaiky a vodní energie	Venkovská oblast ve Středomoří s vysokými fotovoltaickými kapacitami, značnou výrobou větrné energie a nízkou spotřebou elektriny
Připojení k elektrické síti	Přenosová soustava	Komunální distribuční soustava	Regionální distribuční soustava
Připojení k plynárenské síti	Dálková přenosová soustava	Komunální distribuční soustava	Regionální distribuční soustava LNG prostřednictvím kryogenních cisternových vozidel
Výkon metanizačního zařízení	1 000 kW	700 kW	200 kW
Demonstovaná metanizační technologie	Izotermická katalytická metanizace	Biologická metanizace	Mikro katalytická metanizace
Zdroj CO <sub>2</sub>	Zařízení na výrobu bioetanolu	Čistírna odpadních vod	Přímé zachycování z atmosféry
Možnosti integrace tepla	Nedaleké dýchací zařízení	Dálkové vytápění	Obohacování CO <sub>2</sub>
Stávající zařízení a infrastruktura	2 MW alkalický elektrolyzér, zařízení na vstřikování vodíku do plynárenské soustavy	2 x 175 kW PEM elektrolyzér, zařízení na vstřikování vodíku do plynárenské soustavy, systém dálkového vytápění, KVET zařízení	1 MW alkalický elektrolyzér

Jak již bylo napsáno výše, projekt Store&Go byl ukončen v únoru 2020. Výsledky tohoto projektu jsou prezentovány v mnoha publikacích, nejdůležitější jsou uvedeny

v rámci dokumentu „European roadmap for succesful market implemetation of power-to-gas technologies“. Projekt Store&Go obecně prokázal technologickou vyspělost zařízení P2G. Hlavní závěry ze zkušeností z pilotních projektů jsou následující: technologie P2G v rámci projektu ukazují vysokou úroveň technologické připravenosti pro uvedení na trh a neustálý rychlý rozvoj, k dispozici je celá řada technologií umožňující zvolit nejvhodnější konfiguraci pro konkrétní použití technologií P2G, výzkum ukazuje na slibný potenciál snížení nákladů souvisejících s měřítkem a technologickým pokrokem v rozmezí 75-90 % pro elektrolyzéry a 80 % pro metanizační zařízení, predikce vývoje účinnosti ukazují potenciál s úrovní účinnosti kolem 80 % až 90 %, největší potenciál snížení nákladů představuje elektrolyzátor, čemuž by napomohlo zvýšení výroby těchto zařízení, a nakonec, aby bylo možné plně využít potenciál dalšího technologického vývoje, je třeba zvýšit instalované kapacity technologií P2G [39].



**Obr. 5.4** Schéma projektu Store&Go [39]

### Projekt GRHYD

Prvním významnějším projektem technologií P2G ve Francii je projekt s názvem GRHYD. Jedná se o projekt společnosti ENGIE, který byl spuštěn v roce 2014, kdy nejprve byla dvouletá fáze technických a sociologických studií, po které následovala pětiletá demonstrační fáze projektu, trvající do současnosti. Zařízení tohoto projektu jsou umístěny v malém městě Cappelle-la-Grande, které je poblíž města Dunkerque, ve kterém je taktéž umístěna část zařízení tohoto pilotního projektu. V rámci tohoto projektu zkouší společnost ENGIE a konsorcium průmyslových partnerů vyrábět

vodík z přebytečné obnovitelné energie v elektrolyzáru typu PEM, který zvládne vyrobit zhruba 10 m<sup>3</sup> vodíku za hodinu. Následně je tento vodík vstřikován do distribuční sítě, kde dojde k jeho smíchání se zemním plynem. Poté je vodík, smíchaný se zemním plynem, využíván pro širokou řadu aplikací, zahrnující vytápění místností, ohřev vody, nebo využívání jako paliva v dopravě. Mimo vstřikování vodíku do plynárenské soustavy je v rámci projektu testováno ukládání vodíku ve formě hydridů kovů. Cílem projektu je demonstrovat technické, ekonomické, a environmentální výhody tohoto nového energetického řešení pro udržitelná města a zelenou mobilitu v reálné praxi. Projekt GRHYD je tedy pomyslně rozdělen na dvě části, a to podle toho, jestli se jedná o využití vodíku v domácnostech, nebo v dopravě.

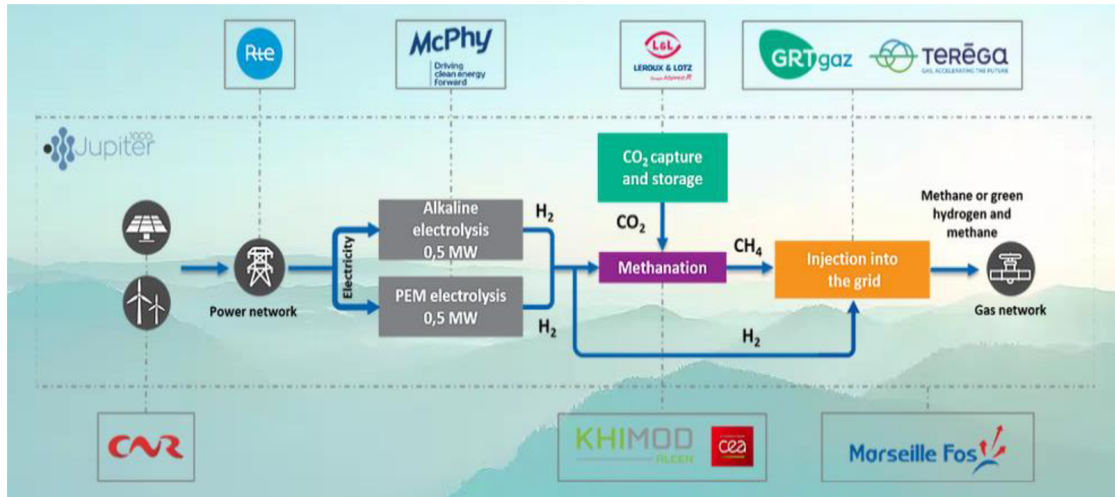
Z hlediska využití vodíku v dopravě vzniklo palivo nazvané jako Hythane. Je to směs vodíku a zemního plynu, kdy na začátku projektu GRHYD byl objem vodíku asi 6 % směsi, a postupem času se objem zvýšil až na 20 % objemu směsi. Ve městě Dunkerque byla upravena čerpací stanice tak, aby zvládla dodávat toto palivo pro flotilu přibližně 50 autobusů.

Co se týče využití vodíku v domácnostech, používá se v podstatě stejná směs vodíku a zemního plynu jako v dopravě, a to k zásobování nové rezidenční čtvrti ve městě Cappelle-la-Grande, čítající 200 domácností, ze kterých je 120 domů a 80 bytů. Objem vodíku ve směsi opět nepřesáhne 20 % celkového objemu směsi, a to hlavně z bezpečnostních důvodů. V domácnostech se směs vodíku a zemního plynu používá k vytápění místností a ohřevu teplé vody [40].

### **Projekt Jupiter 1000**

Dalším pilotním projektem technologií P2G je projekt s názvem Jupiter 1000. Projekt byl zahájen v roce 2014 společností GRTgaz, přičemž do provozu byl uveden v únoru 2020. Tento projekt je prvním průmyslovým demonstračním projektem technologií P2G ve Francii. Zařízení tohoto projektu je instalováno v energetickém uzlu poblíž přístavu v Marseille, konkrétně v lokalitě For-sur-Mer, a je napájeno místními větrnými a solárními elektrárnami. Jedná se o dva elektrolyzáry o celkovém výkonu 1 MW, přičemž jeden elektrolyzář je typu PEM a druhý elektrolyzář je alkalický. Každý z elektrolyzářů má výkon 0,5 MW. V rámci tohoto projektu je tedy z přebytečné obnovitelné elektrické energie vyráběn vodík, který je poté vstřikován do místní plynárenské sítě, která je provozována společnostmi GRTgaz a Téréga. Objem vyráběného vodíku by měl být 200 m<sup>3</sup>/h. Kromě výroby vodíku se projekt dále zabývá výrobou syntetického metanu, kdy na konci roku 2020 byla instalována metanizační jednotka. Zdrojem oxidu uhličitého pro proces metanizace je nedaleký průmyslový závod firmy Swiss Steel Group, kde je CO<sub>2</sub> zachycován na komínech [41]. Co se týče metanizační jednotky, mělo by se produkovat 25 m<sup>3</sup>/h metanu [42]. Na projektu Jupiter 1000 spolupracuje s firmou GRTgaz dalších 7 partnerů, mezi které patří Compagnie Nationale du Rhône (dodává elektřinu z větrných a solárních

elektráren), RTE (poskytuje elektrickou přenosovou síť), McPhy Energy (dodalo elektrolyzéry), Khimod, respektive CEA (dodavatel metanizační jednotky), Leroux&Lotz Technologies (dodalo jednotku na zachycování CO<sub>2</sub>) a Teréga (umožňuje vstřikování do plynárenské sítě). Mezi partnery by se dala zařadit i společnost Marseille Fos Port, která poskytla prostor pro instalaci zařízení [41].



**Obr. 5.5** Schéma projektu Jupiter 1000 s jednotlivými dodavateli technologií [42]

### Projekt BioCat

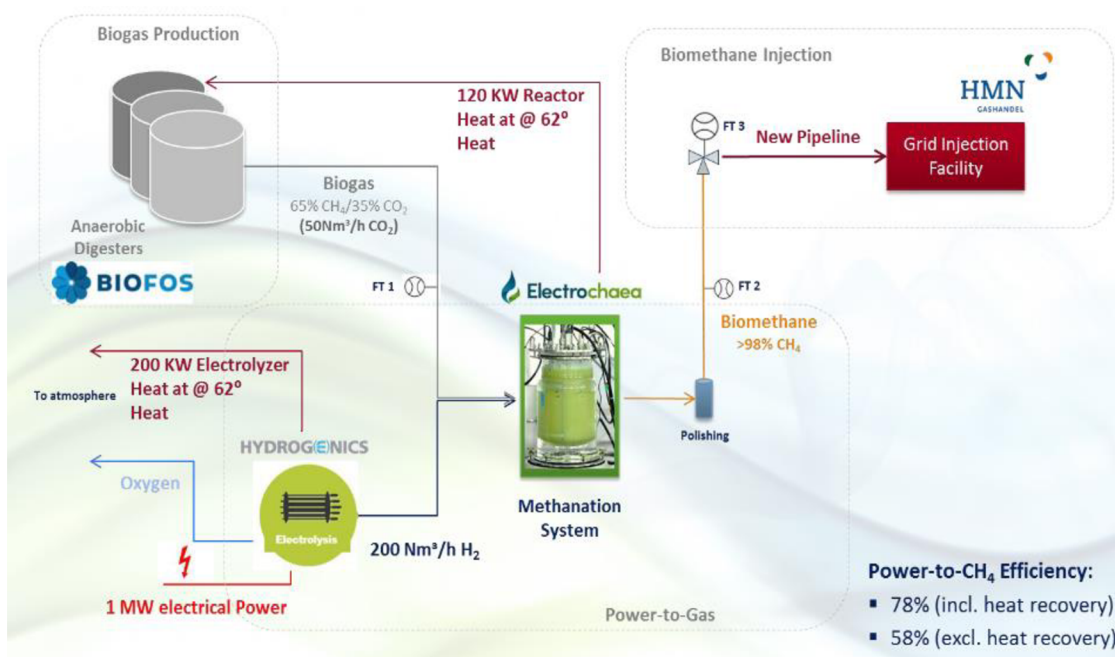
Dalším státem, který se zabývá technologiemi P2G ve větším měřítku, je Dánsko. V této zemi vznikl projekt s názvem BioCat, který je komerčním demonstračním projektem technologií P2G. Projekt byl uveden do provozu v dubnu 2016, pod záštitou celoevropského konsorcia 8 společností, mezi které patří například Electrochaea.dk ApS (přední vývojář v oblasti biologické metanizace), Hydrogenics Europe N. V. (přední světový výrobce vodíkových systémů pro průmysl, skladování energie a dopravu), nebo NEAS Energy A/S (dánský obchodník s energií). Projekt měl celkový rozpočet 6,7 milionu EUR a byl financován v rámci programu ForskEL, což je schéma podpory demonstrací technologií, spravované společností Energinet.dk, provozovatelem dánských energetických a plynárenských sítí [43].

V rámci tohoto projektu zařízení o výkonu 1 MW využívalo přebytečnou větrnou energii k výrobě obnovitelného plynu (biometanu), který byl dodáván do dánské nízkotlaké distribuční soustavy zemního plynu, čímž docházelo ke skladování obnovitelné energie v plynárenské soustavě [43]. Konkrétně bylo vybudováno zařízení, čítající alkalický elektrolyzér, zařízení na produkci bioplynu, biologickou metanizační jednotku a připojení k distribuční soustavě plynu [44]. Zařízení bylo umístěno v čistírně odpadních vod Avedøre v Kodani. Hlavním cílem tohoto projektu bylo navrhnout, zkonstruovat, postavit a otestovat zařízení popsané výše. Mezi další

cíle patřilo poskytovat služby regulace frekvence dánské elektrizační soustavě, a také recyklace tepla a kyslíku v procesech čištění odpadních vod [43].

Zařízení bylo celkově v provozu více než 3 500 hodin, během kterých probíhaly různě dlouhé testovací kampaně, buď krátké přerušované (typicky provoz 6-12 hodin po dobu 5 dní v týdnu), nebo dlouhodobější (delší než 500 hodin provozu v kuse). V rámci projektu bylo dosaženo výroby vysoce kvalitního plynu s obsahem metanu větším než 98 % objemu. Provozní podmínky zařízení byly následující: tlak jednotlivých plynů 8 barů, teplota v procesech 62 °C, 55-70 m<sup>3</sup>/h vyrobeného bioplynu (obsahujícího 37 % CO<sub>2</sub> a 63 % CH<sub>4</sub>) a 80-105 m<sup>3</sup>/h vyrobeného vodíku.

Financování tohoto projektu skončilo v prosinci 2018. Na základě tohoto projektu se do budoucna počítá s rozšířením této technologie a s navýšením výkonu nejprve na 10 MW, posléze až na 50 MW výkonu jednoho zařízení. Je počítáno s tím, že bude široká škálovatelnost tohoto typu zařízení, kdy by se mohly budovat zařízení s výkony v rádech stovek MW, které by byly skládány z 50 MW jednotek [44].



**Obr. 5.6** Schéma systému instalovaného v rámci projektu BioCat [44]

### Projekt RENOVAGAS

Tento projekt vznikl ve Španělsku v prosinci 2014, trval 30 měsíců, tudíž skončil v květnu 2017. Projekt byl vytvořen konsorciem 7 společností, přičemž vedení tohoto projektu měla na starost společnost Enagás (španělský provozovatel plynárenské soustavy). Projekt byl financován Španělským ministerstvem hospodářství a konkurenceschopnosti (MINECO) v rámci Národního programu pro výzkum zaměřeného na výzvy společnosti. Celkový rozpočet tohoto projektu byl 2,16 milionů EUR. Hlavním cílem tohoto projektu bylo vyvinout technologii pro výrobu

syntetického zemního plynu (SNG) z obnovitelných zdrojů energie. Hlavní cíl projektu se skládal z menších cílů, mezi které patřilo: optimalizovat produkci vodíku z obnovitelné energie pomocí optimalizovaného řízení, vyvinout nový katalyzátor a reaktor a otestovat pilotní zařízení ve skutečném provozu. Tento projekt byl zároveň brán jako 1. fáze většího projektu, který měl za cíl ve 2. fázi navýšit výkon testovaného zařízení na výrobu SNG.

V rámci tohoto projektu byl instalován do města Jerez de la Frontera kontejner dlouhý šest metrů, který obsahoval veškerá potřebná zařízení (kromě zdroje bioplynu), tudíž v kontejneru se nacházel elektrolyzátor, metanizační jednotka i veškeré pomocné systémy. Veškerá zařízení byla plně automatizována. Konkrétně, použitý elektrolyzátor byl alkalický o výkonu 15 kW, který produkoval 2 m<sup>3</sup>/h vodíku o čistotě 99,94 %, s výstupním tlakem vodíku 35 barů. Co se týče katalytické metanizační jednotky, byla osazena vícekanálová technologie s možností reakce v jednom kroku a s dobrou správou regulace teploty procesu. Procesní tlak byl vyšší než 25 barů a teplota se pohybovala v rozmezí 275-325 °C. Použitý katalyzátor byl na bázi niklu a ruthenia, umožňující přímou konverzi bioplynu na SNG, přičemž kvalita bioplynu byla následující: 35 % CO<sub>2</sub> a 65 % CH<sub>4</sub>. Použitý katalyzátor také dovozoval použití menšího reaktoru. Zdrojem bioplynu byla nedaleká bioplynová stanice, ke které byl kontejner se zařízením připojen.

Výsledkem tohoto projektu byla úspěšná instalace a otestování navrhované technologie P2G o výkonu 15 kW, díky čemuž byly položeny základy pro 2. fázi, ve které je za cíl vytvoření technologie s vyšším výkonem (250 kW). Na základě tohoto projektu byl taktéž vyvinut nový typ katalyzátoru pro metanizační reakci mezi vodíkem a oxidem uhličitým, který má lepší vlastnosti než běžně komerčně dostupné katalyzátory. Dále byla prozkoumána technologie vícekanálového metanizačního reaktoru, který zlepšuje průběh metanizační reakce díky maximalizaci kontaktu jednotlivých plynů (vodíku a CO<sub>2</sub>), a také díky lepšímu řízení teploty procesu metanizace. V neposlední řadě bylo dosaženo relativně vysoké kvality produkovaného SNG, který obsahoval přes 95 % objemu CH<sub>4</sub> [45].

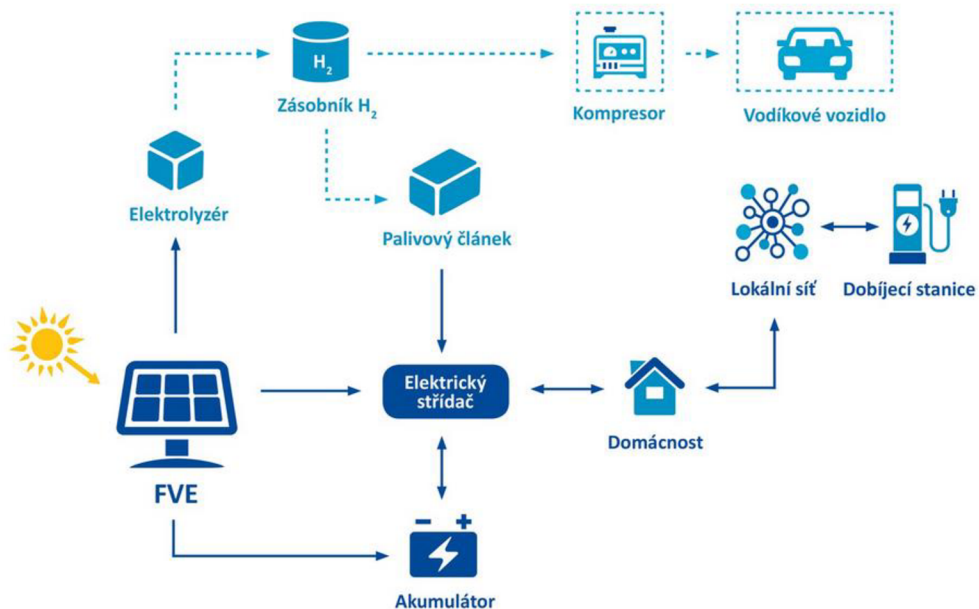
### **Pilotní projekty technologie Power-to-Gas v České republice**

V České republice není zastoupena výroba elektrické energie z OZE v takové míře, jako v jiných zemích (například v Německu), z čehož vyplývá, že zde není množství přebytečné energie vyrobené z OZE, které by se používalo v rámci pilotních projektů technologií P2G. Tato skutečnost značně snižuje potenciál zavádění technologií P2G do budoucna. Přesto na území ČR existuje, nebo je plánováno, několik pilotních projektů technologie P2G.

Jeden existující pilotní projekt technologie P2G se nachází v areálu ÚJV Řež, kde od roku 2009 probíhá výzkum možností akumulace elektrické energie pomocí vodíku. Jeho dosavadní výsledky jsou velice příznivé. Navržený systém napájení, kde



zdrojem elektrické energie je fotovoltaická elektrárna, by zvládl napájet průměrnou domácnost i při úplné tmě 14-24 dní. Celkově se zařízení tohoto pilotního projektu skládá z fotovoltaické elektrárny, PEM elektrolyzéry, zásobníku na stlačený vodík, palivového PEM článku a z připojení do distribuční sítě. Samotná fotovoltaická elektrárna je tvořena 60 kusy panelů Gloria Solar, každý o výkonu 230 W. Je umístěna na střeše jídelny ÚJV Řež. Elektrárna je rozdělena na dvě části, přičemž větší část o výkonu 7,36 kWp je určena k napájení akumulátorů a elektrolyzéry, menší část elektrárny o výkonu 5,5 kWp slouží k testování přímého ukládání elektřiny do olověných akumulátorů. V rámci akumulace energie jsou tedy instalovány dva systémy, jeden pro krátkodobou akumulaci, druhý pro akumulaci dlouhodobou. Krátkodobý systém akumulace energie je zajištěn již zmíněnými olověnými akumulátory o výkonu 2,2 kWh. Systém dlouhodobé akumulace energie představuje ukládání vodíku vyrobeného PEM elektrolyzérem do zásobní nádrže na stlačený vodík o kapacitě cca 330 kWh. Ke zpětné přeměně vodíku na elektrickou energii slouží palivový článek typu PEM o výkonu 4 kW, pracující se vstupním tlakem vodíku 5-15 barů a účinností kolem 47 %. Zařízení pracuje na principu ukládání přebytků energie z fotovoltaické elektrárny, tzn. že pokud je výroba elektřiny z fotovoltaické elektrárny vyšší než aktuální spotřeba, ukládá se elektrická energie do olověných akumulátorů. Při plném nabití olověných akumulátorů je pak využit přebytečný elektrický výkon k výrobě vodíku v elektrolyzéry. Naopak pokud je elektrické energie z fotovoltaické elektrárny nedostatek, napájení je zajištěno z olověných akumulátorů, případně zpětnou přeměnou vodíku na elektřinu pomocí palivového článku [46].



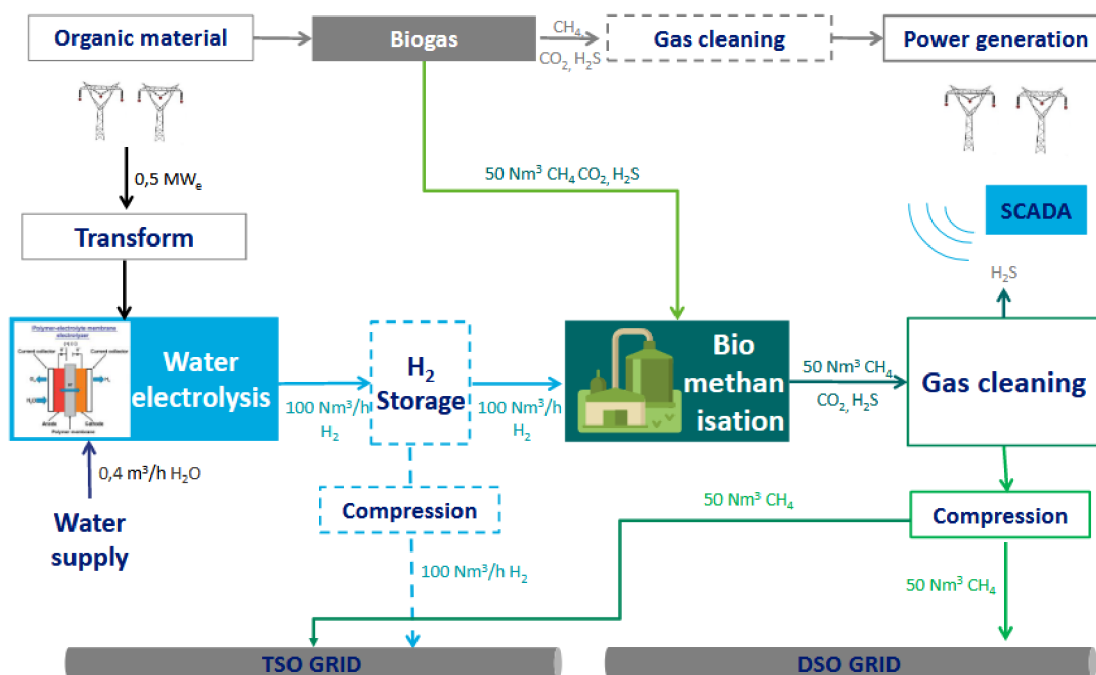
**Obr. 5.7** Schéma systému instalovaného v rámci pilotního projektu v areálu ÚJV Řež [47]

V ÚJV Řež také probíhá vývoj alkalického elektrolyzéro, který by měl mít nižší investiční náklady než elektrolyzér typu PEM, který je použit v rámci výše popsaného projektu. Dále by se v ÚJV Řež chtěli zabývat výrobou syntetického zemního plynu reakcí vodíku s oxidem uhličitým a jeho následným vtláčením do plynárenské soustavy [46].

Kromě již výše zmíněného projektu vznikl v ÚJV Řež projekt zavádění technologií P2G do dopravy. Projekt vznikl v roce 2009, jeho název je TriHyBus. Projekt získal v roce 2010 zlatou medaili na Mezinárodním strojírenském veletrhu v Brně. TriHyBus je prototyp městského autobusu s trojitě hybridním elektrickým pohonem a vodíkovými palivovými články. V rámci tohoto projektu vznikla i první čerpací stanice vodíku v ČR, konkrétně v Neratovicích. Autobus je dvounápravový, 12 metrů dlouhý, poháněný 120 kW elektromotorem. Hlavním zdrojem energie pro elektromotor je membránový palivový článek společnosti Proton Motor o výkonu 48 kW. Při akceleraci a jízdě do kopce jsou taktéž využívány Li-ion akumulátory o kapacitě 28 kWh a dále ultrakapacitory, které umožňují využití energie při brzdění (možnost rekuperace energie). Dojezd autobusu je 300 km, maximální rychlost je omezena na 65 km/h. Maximální špičkový výkon je 200 kW [47].

Další pilotní projekt technologií P2G v ČR je momentálně ve fázi přípravy. Spolupracují na něm společnosti Net4Gas a GasNet. Projekt nese název Greening of Gas. Výstavba zařízení by měla začít v září 2022, k uvedení do provozu by mělo dojít v lednu 2023. V rámci tohoto projektu by měl být pomocí PEM elektrolyzéro vyráběn vodík, který bude posléze kombinován s CO<sub>2</sub>, jehož zdrojem má být nedaleká bioplynová stanice, pracující na principu biologické metanizace. Kombinací vodíku a CO<sub>2</sub> vznikne uhlíkově neutrální syntetický metan, který bude následně vstříkovan do přenosové i distribuční plynárenské sítě. Očekává se, že se v rámci tohoto projektu bude produkovat 100 m<sup>3</sup> vodíku a 50 m<sup>3</sup> syntetického metanu (biometanu) za hodinu. Alternativně by se mohl vstříkovat do plynárenské sítě společnosti Net4Gas rovnou vyrobený vodík, a to až v rozsahu celkového produkovaného množství, tj. 100 m<sup>3</sup>/h. Hlavním cílem projektu je připravit se na možné rozšíření výroby vodíku a syntetického metanu (biometanu) v České republice. V rámci projektu také dojde k hodnocení technické kompatibility nových technologií se stávající plynárenskou infrastrukturou, hodnocení obchodních a regulačních omezení pro širší využití těchto nových technologií, vytvoření osvědčeného rámce pro spolupráci na potenciálních podobných budoucích projektech, a v neposlední řadě dojde k získání cenných praktických zkušeností s realizací takového druhu projektu [48].





Obr. 5.8 Schéma připravovaného projektu Greening of Gas [48]

### Ambiciózní budoucí projekty technologie Power-to-Gas

Ruku v ruce s tím, jak se v poslední době řeší téma Sector couplingu, budoucnosti energetiky a postavení technologií P2G do budoucna, plánuje se vybudovat několik mnohem větších a ambicióznějších projektů technologií P2G.

Jedním takovým projektem by mohl být ten, na kterém se domluvil německý provozovatel přenosové soustavy Amprion GmbH s vlastníkem evropského plynovodu Open Grid Europe. Tyto dvě společnosti oznámily v únoru roku 2019 záměr vybudovat projekt, který nazvaly „Hybridge“. V rámci tohoto projektu by mělo vzniknout zařízení na výrobu vodíku o výkonu 100 MW, společně s tím i vyhrazená vodíková infrastruktura v německém Emslandu. Náklady na tento projekt by se měly pohybovat kolem 150 milionů EUR. Cílem tohoto projektu je implementovat tuto technologii pro německou ekonomiku v průmyslovém měřítku. Podle zástupců společností má projekt technickou koncepci, vhodné umístění i potenciální uživatele vodíku. Pokud projekt obdrží potřebná povolení, mohl by zahájit provoz v roce 2023.

V prosinci roku 2018 uzavřel výrobce průmyslového vodíku H2V s firmou GE Power's Grid Solutions kontrakt na dodání dvou rozvodů 225/30 kV pro napájení prvních 100 MW průmyslových výrobních jednotek H2V poblíž měst Le Havre a Dunkirk ve Francii. Tyto dva projekty by měly zahrnovat 26 elektrolyzérů dodaných společností HydrogenPro, přičemž v rámci těchto dvou projektů by se mělo vyprodukovat průměrně 14 000 tun vodíku ročně. Projekt Dunkirk by mohl být

následně rozšířen až na výkon 500 MW. První zařízení v rámci těchto projektů by mělo zahájit provoz někdy v roce 2021.

Provozovatelé sítí TenneT Nizozemsko, TenneT Německo, Energinet Gasunie a přístav Rotterdam, kteří tvoří tzv. Severomořský větrný energetický uzel (NSWPH), plánují vybudovat jeden, případně více uzlů na vhodné lokalitě v Severním moři. Tyto uzly budou mít propojení s 12 GW offshorovými větrnými elektrárnami na jedné straně a na straně druhé budou propojeny s pobřežím Dánska, Nizozemska a Německa. Projekt by měl využívat technologie P2G k připojení větrné energie k regionální plynárenské soustavě. Uvedení do provozu je plánováno na rok 2035.

Významným důvodem zvyšování rozsahu projektů je obecně rostoucí poptávka po obnovitelném vodíku, což je podporováno i politikou založenou na dekarbonizaci více odvětví pomocí technologií P2G. Na základě toho v říjnu 2019 představily společnosti Siemens a Hydrogen Renewables Australia masivní projekt, nazvaný Murchison Renewable Hydrogen Project, nacházející se v západní Austrálii. V rámci tohoto projektu by mohlo být využíváno 5 GW solární a větrné energie k napájení elektrolyzérů Siemens SILYZER a výrobě vodíku, který by se poté vstříkoval do plynárenské soustavy a později by se exportoval na asijské trhy náročné na plyn, zejména do Japonska a Jižní Koreje [49].

### 5.3 Technologie Power-to-Liquid

Další technologií, používanou v rámci koncepce Sector couplingu, je technologie Power-to-Liquid, označovaná někdy také jako P2L. V rámci této technologie se používá obnovitelná elektrická energie k výrobě syntetických kapalných paliv, tzv. e-paliv, která jsou považována za klimaticky neutrální. Díky tomu tedy dochází ke snížení emisí skleníkových plynů a k dosažení cílů dekarbonizace, které byly dány na základě Pařížské dohody z roku 2015. Syntetická kapalná paliva, vyráběná technologií P2L, jsou brána převážně jako alternativa k elektromobilitě v sektoru dopravy, a to hlavně v těch odvětvích, ve kterých by bylo dosažení cílů dekarbonizace přímou elektrifikací velmi obtížné, případně až nemožné. Mezi tato odvětví patří doprava letecká, lodní a těžká nákladní dálková doprava. Problémem elektrických pohonů v těchto odvětvích je to, že baterie mají nízkou hustotu energie oproti palivům a jsou obvykle těžší na jednotku energie než kapalná paliva. Do budoucna se také počítá s nárůstem těchto druhů dopravy (letecké, lodní, nákladní), z čehož vyplývá růst emisí skleníkových plynů, proto je dekarbonizace těchto odvětví důležitým krokem k dosažení uhlíkové neutrality [50]. Kromě použití syntetických kapalných paliv v dopravě nabízí technologie P2L nové výrobní cesty v chemickém průmyslu, ve kterém se mohou také využívat produkty technologií P2L, a to v rámci kosmetických přípravků, nebo jako suroviny pro různé chemické procesy. Mimo to mohou technologie P2L přispívat ke stabilitě elektrizační sítě, nebo fungovat jako dlouhodobé, případně i krátkodobé zásobníky energie [51].

Základem technologií P2L je vodík a oxid uhličitý, podobně jako při metanizaci. Vodík, používaný v rámci technologií P2L, je vyráběn elektrolýzou vody. Druh elektrolýzy, který se používá v rámci technologií P2L, není zcela daný, tj. mohou se použít jak alkalická, PEM, tak i elektrolýza na bázi pevných oxidů (SOEC). Nicméně jako nejlepší se pro použití u technologií P2L jeví elektrolýza na bázi pevných oxidů (SOEC), která je výhodná díky provozu při vysokých teplotách, a také má nejvyšší účinnost. Další výhodou tohoto druhu elektrolýzy pro použití u technologií P2L je to, že je možné ji použít pro výrobu syntézního plynu prostřednictvím vysokoteplotní tzv. koelektrolýzy vody a oxidu uhličitého. Druhým vstupem technologií P2L je oxid uhličitý. Jeho zdrojem může být buď přímé zachycování ze vzduchu (DAC), nebo může být zachycován ze spalin, a to v elektrárnách, nebo v průmyslových provozech. Obecně platí, že přímé zachycování oxidu uhličitého ze vzduchu je energeticky náročnější, protože se musí zpracovat velké množství vzduchu, ve kterém je oxid uhličitý obsažen jen v malém množství. Nicméně tento typ záchytu je nezávislý na lokalitě, oproti záchytu z elektráren a průmyslových závodů.

Díky tomu, že základem technologií P2L je vodík a oxid uhličitý, se dá říct, že tyto technologie jsou podobné technologiím P2G, v podstatě z těchto technologií vychází. Výsledkem reakce vodíku s oxidem uhličitým jsou obecně syntetická paliva. Pokud je palivo v plynné formě (metan), jedná se o technologie P2G. Pokud je výsledkem kapalné palivo, jedná se o technologie P2L. Proces, při kterém vzniká kapalné palivo, se nazývá syntéza. Nejpoužívanějšími druhy syntézy jsou syntéza metanolu a tzv. Fischer-Tropschova syntéza, jejíž výsledkem jsou různé kapalné uhlovodíky. Další druhy syntézy jsou spíše ve fázi dalšího výzkumu a vývoje, například syntéza dimethyletheru (DME).

Obecně vlastní syntéza začíná přiváděním vstupního plynu a jeho smícháním s recyklovaným syntézním plynem. Tato směs se předehřeje na požadovanou teplotu před vstupem do syntézního reaktoru, ve kterém se syntézní plyn částečně přeměňuje. Přeměněný plyn se poté ochladí, kapalný produkt se oddělí kondenzací. Tento surový produkt může být dále čištěn a upravován, aby splňoval dané specifikace. Nezareagovaný syntézní plyn se recykluje a je smícháván s čerstvým přiváděným plynem. Navíc je malá část nezareagovaného syntézního plynu proplachována, aby se zabránilo obohacení inertními plyny [51].

Co se týče syntézy metanolu, během tohoto procesu se vodík a oxid uhličitý převádí na metanol, který patří mezi alkoholy. Metanol se posléze může smístit s konvenčním benzínem, a to až do výše 3 % objemu. Pokud by se metanol přidával do benzínu ve větším objemu, musely by se speciálně upravit klasické benzínové motory. Samotný metanol lze také dalšími procesy přeměnit přímo na benzín, který by již mohl být využíván neomezeně, nicméně tato konverze je energeticky ztrátová [50].

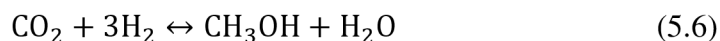
Syntéza dimethyletheru nabírá v poslední době na důležitosti, a to díky rostoucí poptávce po tomto produktu. Dimethylether je nejjednodušší ether v přírodě. Za normálních okolních podmínek je v plynné formě, ale při mírném zvýšení tlaku (na asi 5 barů) se stává kapalinou. Neobsahuje žádné vazby uhlíku a síry, takže při jeho spalování nevznikají emise sazí a síry. Lze ho využívat v naftových motorech, nicméně pro jeho dopravu je nutné upravit infrastrukturu, aby zůstal v kapalném stavu. Jeho energetická hustota je nižší, ale cetanové číslo je vyšší než u konvenční nafty, proto se DME považuje za slibné palivo v těžké nákladní dopravě [51].

Oproti metanolu a dimethyletheru je využití paliv získaných Fischer-Tropschovou syntézou značně lepší. Tento proces syntézy je znám již velice dlouho, přičemž dříve se používal na zkapalňování uhlí. V rámci tohoto procesu se oxid uhličitý redukuje s vodíkem na oxid uhelnatý, který se posléze spojí s dalším vodíkem, čímž vznikne syntézní plyn. Z tohoto plynu lze poté vyrobit různé druhy uhlovodíků, které mohou být dále zpracovány na syntetický benzín, naftu, nebo petrolej (využívaný v letectví pod názvem kerosin). Na základě Fischer-Tropschovy syntézy lze tedy dodávat veškerá aktuální fosilní kapalná paliva, která však jsou vyráběna synteticky, a navíc jsou klimaticky přijatelná [50].

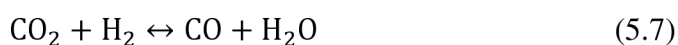
Přes nesporné výhody syntetických paliv a technologií P2L je jejich komerční využití zatím dosti omezené. Je to způsobeno hlavně technickými výzvami v rámci základních procesů technologií P2L, kterými jsou elektrolýza a získávání oxidu uhličitého. Omezujícími faktory, které brání hojnějšímu využívání technologií P2L, jsou relativně nízká účinnost elektrolýzy a nedokonalost metod zachytávání uhlíku (oxidu uhličitého) [51].

### 5.3.1 Syntéza metanolu

Zhruba před sto lety začala průmyslová výroba metanolu, která byla na bázi vysokotlakých procesů. Používaly se tlaky 250-350 barů, a teploty 320-450 °C. Od 60. let 20. století se přešlo od vysokotlakých procesů k procesům nízkotlakým, tudíž v současné době je syntéza metanolu založená na nízkotlakých procesech 50-100 barů, které probíhají při teplotách 200-300 °C. Tvorba metanolu obecně probíhá hydrogenací CO<sub>2</sub> podle reakce



Nicméně proces je dvoustupňový, kdy se nejdříve vytvoří oxid uhelnatý reakcí vodíku a oxidu uhličitého



Následně se z oxidu uhelnatého a dalšího vodíku vytvoří požadovaný výstupní produkt, v tomto případě metanol



Obě výše uvedené syntézní reakce jsou exotermní a zahrnují snížení objemu. Hydrogenace CO je podstatně více exotermní než hydrogenace CO<sub>2</sub>, což má za následek výrazné nároky na chlazení reaktoru. Jak je vidět z reakcí uvedených výše, syntéza metanolu je velmi náročná na objemy vodíku, kterého je potřeba dvakrát až třikrát více než oxidu uhličitého.

Co se týče syntézního reaktoru, v dnešní době se vyvíjí tzv. Mega, Giga nebo Jumbo metanolové závody o kapacitě výroby metanolu 5 000-10 000 tun metanolu za den. Je to způsobeno tím, že čím větší zařízení se vybuduje, tím jsou menší specifické náklady. Maximální výrobní kapacita je energeticky omezena poklesem tlaku v reaktoru a dále výrobním a přepravním omezením tlakové nádoby reaktoru. Hlavní výzvou v konstrukci syntézního reaktoru je zajištění ekonomického odvodu reakčního tepla, a to proto, aby bylo zabráněno tvorbě vedlejších produktů, dosáhlo se vysoké rychlosti přeměny syntézního plynu na metanol, a také se dosáhlo co nejvyšší energetické účinnosti díky využívání odváděného tepla.

Surový metanol, vyrobený syntézou, se pro praktické využití musí dále upravit. Aby byly splněny požadované specifikace čistoty metanolu, musí být ze surového metanolu destilací odstraněny nečistoty. V případě palivového metanolu stačí jen jedna kolona destilace, u metanolu využívaného v chemickém průmyslu jsou potřeba dvě až tři destilační kolony.

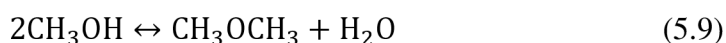
Celkově se účinnost zařízení na syntézu metanolu pohybuje od 36 % do 48 %. Hlavní ovlivnění celkové účinnosti zařízení je samotnou účinností elektrolýzy, která je pro alkalické a PEM elektrolyzéry nižší, než při použití SOEC elektrolýzy, u které by se mohlo dosáhnout celkové účinnosti zařízení na výrobu metanolu až o 10 % vyšší, tedy skoro 60 %. Jelikož je syntéza metanolu složená z mnoha procesů, celková účinnost není nějak vysoká. Cena vyrobeného metanolu je závislá na kapacitě provozního závodu, na délce provozu zařízení, také je ovlivněna cenou elektřiny potřebnou pro provoz (hlavně elektrolýzéry). Orientačně se cena metanolu pohybuje mezi 300-900 EUR za tunu vyrobeného metanolu.

Do budoucna se plánuje vyvinout zařízení na výrobu metanolu přímo z oxidu uhličitého (CO<sub>2</sub>) a vodíku, bez mezikroku oxidu uhelnatého (CO). Tato reakce by byla méně exotermní, tudíž by byly kladeny menší požadavky na odvod tepla z reaktoru, čímž by se zjednodušila konstrukce reaktoru a snížily by se investiční náklady. Dalším podpůrným krokem, který by vedl k větší komercializaci zařízení na syntézu metanolu, by byl vývoj zařízení v menším měřítku, než jsou aktuálně dostupné (v řádech desítek až stovek tun metanolu za den), přičemž tyto menší

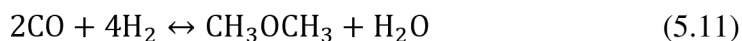
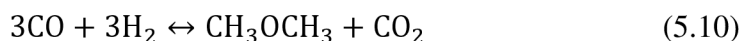
jednotky by mohly být určeny k decentralizovanému a flexibilnímu provozu. Také by se měly dále prozkoumat možnosti dynamického provozu těchto zařízení, aby bylo možné využít kolísání cen elektřiny a zařízení by tedy mohlo fungovat jako úložiště energie v systémech s OZE [51].

### 5.3.2 Syntéza dimethyletheru (DME)

Dimethylether býval produkován jako vedlejší produkt při syntéze metanolu vysokotlakými procesy. Nicméně od té doby, co se vysokotlaké procesy syntézy metanolu nahradily nízkotlakými, a také v důsledku rostoucí poptávky po DME, se začaly vytvářet speciální závody na syntézu dimethyletheru. Jelikož býval DME vedlejším produktem syntézy metanolu, syntéza DME vlastně vychází ze syntézy metanolu, což znamená, že syntéza dimethyletheru probíhá dvoustupňovou syntézou metanolu, na kterou navazuje dehydratace vyrobeného metanolu podle reakce



Kromě výše uvedené reakce lze dimethylether vytvořit přímo ze syntézního plynu, kdy se dvoustupňová syntéza metanolu a dehydratace metanolu spojí do jednoho procesu a vytvoří synergetický systém. V rámci tohoto procesu existují dvě reakční cesty tvorby dimethyletheru



Podobně jako u syntézy metanolu jsou uvedené reakce (5.10 a 5.11) exotermní a jsou spojené se snížením objemu. Přímá syntéza DME je tedy výhodnější taktéž při nízkých teplotách a vyšších tlacích. Provozní podmínky zařízení na syntézu DME mají teplotní rozsah 200-300 °C, a tlakový rozsah 30-70 barů.

Z hlediska používání zatím převládá dvoustupňový systém syntézy DME, a to i přes jasné výhody přímé syntézy DME. Dvoustupňový systém je využíván hlavně proto, že se dá snadno implementovat k již existujícímu zařízení na syntézu metanolu, čímž se ušetří investiční náklady. V rámci tohoto systému lze také měnit produktový výstup metanol/DME v závislosti na poptávce na trhu.

Vyprodukovaný dimethylether se opět musí upravit pro následné využití. U DME vyrobeného v návaznosti na syntézu metanolu probíhá následná úprava obvykle ve dvou kolonách, kde se odstraní nezpracovaný metanol a voda, což jsou vedlejší produkty syntézy, a tyto se následně vedou do kolony pro regeneraci metanolu. Vyčištěný metanol se následně vrací do dehydratačního reaktoru. Upravení produktu, vycházejícího z přímé syntézy DME, je náročnější. Výstupní směs je totiž tvořena

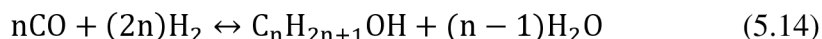
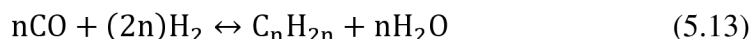
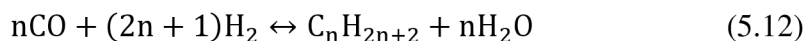
DME, metanolem, oxidem uhličitým a nepřeměněným syntézním plynem. Zejména odstranění CO<sub>2</sub> z výsledného produktu je značně obtížné.

Co se týče cen produkovaného dimethyletheru, zatím neexistuje větší množství pilotních projektů, na základě kterých by se daly tyto ceny určit. Avšak podle odhadů se bude cena pohybovat nad 1 000 EUR za tunu vyrobeného dimethyletheru [51].

### 5.3.3 Fischer-Tropschova syntéza

Fischer-Tropschova syntéza je proces přeměny syntézního plynu na kapalné uhlovodíky. Produkty syntézy jsou jednoduché uhlovodíkové řetězce různých délek, v závislosti na podmínkách procesu (zejména teplotě a tlaku).

Princip této syntézy je znám již přes sto let. Obecně se syntézní plyn zpracovává při teplotách nejméně 160-200 °C, a při okolním tlaku. Případné použití vyšších tlaků a teplot je možné, dokonce i výhodné. Reakce, probíhající v rámci Fischer-Tropschovy syntézy, jsou



Výsledná délka uhlíkového řetězce, která je určena písmenem  $n$  v rovnicích, je obvykle v rozmezí 10 až 20. Voda, která je vždy vedlejším produktem reakcí, lze převést reakcí s CO na CO<sub>2</sub> a H<sub>2</sub>. Fischer-Tropschova syntéza probíhá v rozmezí teplot 150-300 °C, přičemž vyšší teploty jsou nežádoucí kvůli tvorbě příliš krátkých uhlíkových řetězců a metanu, naproti tomu nižší teploty jsou omezeny reakčními rychlostmi a konverzním poměrem. Co se týče tlaku, ten je možné zvýšit (oproti atmosférickému) tak, aby byla upřednostňována tvorba produktů s dlouhým uhlíkovým řetězcem a zvyšovala se míra konverze. Nicméně pokud by byl tlak příliš vysoký, mohlo by dojít k deaktivaci katalyzátoru.

Jednotlivé typy produktů Fischer-Tropschovy syntézy se liší počtem atomů uhlíku. Podle požadovaných produktů se dělí reaktory, používané v rámci Fischer-Tropschovy syntézy, na nízkoteplotní a vysokoteplotní. Nízkoteplotní typ reaktoru produkuje uhlovodíky s kratšími uhlíkovými řetězci (s menším počtem atomů uhlíku), kdy typickým produktem jsou vosky. U vysokoteplotních reaktorů jsou produkovány alkeny a benzín (produkty s vyšším počtem atomů uhlíku). Kapalné produkty Fischer-Tropschovy syntézy, s počtem atomů uhlíku 10-23, je možné použít jako náhradu konvenčních paliv (nafty a benzínu), přičemž oproti těmto konvenčním palivům mají výhodu v nižším obsahu aromátů, a také v nich není obsažena síra. To má za následek nižší hodnoty emisí SO<sub>2</sub> a aromatických látek.

Produkty Fischer-Tropschovy syntézy musí být dále upravovány na základě toho, jaký je požadovaný výsledný produkt. Úprava výsledných produktů probíhá různými počty destilačních a absorpčních kolon. Produkty s vysokou molekulovou hmotností (voskové frakce) se zpracovávají buď na speciální voskové produkty hydrogenací, hydroizomerací, nebo řízenou oxidací, a pokud není požadovaným výstupem voskový produkt, jsou přeměněny na benzín, naftu, případně petrolej, a to postupem tzv. hydrokrakování. Produkty s nižší molekulovou hmotností se hydrogenují a frakcionují. Fischer-Tropschovou syntézou se dají vyrobit ethen a propen, které lze použít k výrobě polymerů, dalšími produkty mohou být propan a butan, které lze prodávat jako LPG. Vyšší uhlovodíky jsou obvykle použity k výrobě benzínu, nafty, případně petroleje.

Nevýhodou Fischer-Tropschovy syntézy je to, že se obvykle neprovozuje ve flexibilním režimu, tj. přerušovaně. Avšak určité flexibility lze dosáhnout skladováním potřebných vstupních produktů (vodíku a oxidu uhličitého), čímž by se proces syntézy stal do jisté míry nezávislý na aktuální produkci vodíku z elektrolyzérů a na dodávkách oxidu uhličitého z jakéhokoli zdroje.

Co se týče ceny výsledných produktů Fischer-Tropschovy syntézy, ta je závislá na cenách ropy, na cenách elektřiny, která se používá k elektrolyze vody a představuje drtivou většinu výrobních nákladů. K dosažení potřebné míry konkurenceschopnosti produktů Fischer-Tropschovy syntézy musí být k dispozici velký a levný zdroj oxidu uhličitého, levná obnovitelná elektřina, paliva produkovaná syntézou by musela být osvobozeny od daní a také by se musel zvýšit poplatek za fosilní paliva.

Oproti dvěma předchozím typům syntézy se u Fischer-Tropschovy syntézy do budoucna příliš nepočítá s procesem na bázi přímé přeměny z oxidu uhličitého, tj. s vynecháním mezikroku oxidu uhelnatého. Do budoucna je také nezbytný další výzkum ke stanovení vlivu změn tlaku a teploty, odchylek v kvalitě syntézního plynu a výkonu při částečném zatížení, aby bylo možné stanovit provozní úsek, ve kterém lze stále vyrábět dostatečné množství kapalných paliv. Také by měly být dále zkoumány koncepce reaktorů, které by umožňovaly dynamické přepínání mezi provozem s částečným nebo s plným zatížením, což by umožňovalo provozovat zařízení značně ekonomicky, protože by se využívaly nízké ceny elektřiny bez vysokých nákladů na skladování [51].

### **5.3.4 Pilotní projekty technologie Power-to-Liquid**

Pilotních projektů technologie P2L se ve světě nenachází mnoho. Je to způsobeno převážně tím, že syntetická kapalná paliva, vyráběná v rámci těchto projektů, nemohou v současnosti ekonomicky konkurovat konvenčním fosilním palivům. I přesto existuje, nebo je plánováno, několik projektů těchto technologií, které by měly pomoci tomu, aby se tyto technologie začaly využívat v hojnější míře.



Prvním pilotním projektem, představeným v rámci tohoto textu, je projekt společnosti Sunfire, který byl uveden do provozu v Drážďanech v roce 2014. V rámci tohoto projektu bylo vybudováno zařízení na přeměnu vody a oxidu uhličitého na vysoce čistá syntetická paliva (benzín, naftu, petrolej) pomocí obnovitelné energie. Elektrolyzátor, použitý v rámci tohoto projektu, byl na bázi pevných oxidů (SOEC). V prvním kroku celého procesu vyráběl vodík z obnovitelné energie vysokoteplotní elektrolýzou. V dalším kroku byl vyroben oxid uhelnatý reakcí oxidu uhličitého s vodíkem (vyrobeným parní elektrolýzou). Ve třetím kroku byla vyráběna syntetická kapalná paliva Fischer-Tropschovou syntézou (přeměnou oxidu uhelnatého s vodíkem neboli syntézního plynu). Výslednými produkty byly benzín, nafta, petrolej a další základní produkty pro chemický průmysl, například vosky. V rámci procesu bylo odebíráno teplo ze syntézního reaktoru, které poté bylo zpětně dodáváno do procesu, čímž se dosáhlo vysoké účinnosti systému až 70 %. Zařízením, které sloužilo v podstatě pro recyklaci CO<sub>2</sub> (zpracovávalo 3,2 tuny CO<sub>2</sub> denně), bylo produkováno necelých 200 litrů paliva denně (1 barel). Tento projekt jako první dokazoval technickou proveditelnost zařízení v průmyslovém měřítku [52].

Dalším pilotním projektem je projekt s názvem SOLETAIR. Jednalo se o projekt výroby syntetických paliv Fischer-Tropschovou syntézou. Projekt byl zahájen v roce 2016 a ukončen v roce 2018. V rámci projektu byla v areálu společnosti LUT ve Finsku postavena mobilní chemická elektrárna, která vyráběla benzín, naftu, a petrolej z obnovitelného vodíku a oxidu uhličitého. Zařízení bylo tak kompaktní, že se vešlo do přepravního kontejneru, díky čemuž se dosáhlo toho, že se takové zařízení může do budoucna umísťovat decentralizovaně v blízkosti zdrojů obnovitelné elektrické energie. Celé zařízení se skládalo ze tří částí. Jednotka DAC zachycovala oxid uhličitý přímo ze vzduchu, elektrolyzátor vyráběl vodík z obnovitelné solární energie a třetí částí byl mikrostrukturovaný chemický syntézní reaktor, do kterého byl zaváděn syntézní plyn (vyrobený z vodíku a oxidu uhličitého za vysoké teploty). V reaktoru byla ze syntézního plynu vyráběna kapalná paliva. Kapacita tohoto zařízení byla 80 litrů vyrobeného kapalného paliva denně. Celkový rozpočet projektu byl 1 milion EUR. Byl prvním uceleným projektem, ve kterém byl představen celý proces, od fotovoltaiky dodávající elektřinu a jednotky na zachycování CO<sub>2</sub> ze vzduchu, až po syntézu kapalného paliva. Cílem projektu bylo prokázat technickou proveditelnost takového zařízení, a také se v rámci projektu shromažďovaly informace, které měly posléze zajistit vznik nových obchodních modelů pro efektivnější využití lokálních přebytků obnovitelné energie, koncepcí využití tepla, využití oxidu uhličitého, nebo decentralizované syntézy chemických paliv a meziproduktů. Podílely se na něm společnosti VTT (dodavatel systému přímého zachycování CO<sub>2</sub> ze vzduchu), LUT (dodavatel elektrolyzátoru), KIT (dodavatel syntézního reaktoru) a INERATEC (startup společnost, která vyvíjí, staví a komercializuje kompaktní chemická zařízení pro aplikace technologií P2X) [53].

Společnosti KIT, INERATEC a VTT celkově zintenzivňují spolupráci při výzkumu a vývoji inovativních energetických systémů založených na obnovitelných zdrojích energie a nových technologiích skladování a přeměny obnovitelné energie na chemické nosiče energie. Činí tak v rámci národních výzkumných aliancí „Energy Lab 2.0“ a „Neo-Carbon Energy“. Společně s dalšími partnery projektu Kopernikus „Power-to-X“ společnosti KIT a INERATEC také dále studují decentralizovanou výrobu vysoce kvalitního syntetického paliva [53]. První fáze tohoto projektu je obdobná projektu SOLETAIR, kdy bylo v areálu společnosti KIT umístěno jen mírně odlišné zařízení jako v rámci projektu SOLETAIR, přičemž zařízení umístěné v areálu společnosti KIT má kapacitu 10 litrů kapalného paliva za den. V rámci druhé fáze projektu Kopernikus „Power-to-X“ by mělo být vyvinuto zařízení o kapacitě 200 litrů paliva denně a posléze by měl být vybudován poloprůmyslový pilotní závod s výrobní kapacitou od 1 500 do 2 000 litrů kapalného paliva denně. To by mělo teoreticky umožnit dosažení energetické účinnosti kolem 60 % [54].

Na první fázi projektu Kopernikus „Power-to-X“ spolupracují společnosti KIT, INERATEC, Climeworks a Sunfire. Celkově na projektu spolupracuje 18 výzkumných ústavů, 27 průmyslových společností a 3 občanské organizace. Cílem projektu Kopernikus „Power-to-X“ je přinést nový technologický vývoj do průmyslové zralosti v horizontu deseti let. Co se týče zařízení umístěného v areálu společnosti KIT, jedná se opět o kontejnerové provedení kompletního procesu Fischer-Tropschovy syntézy. Prvním krokem je extrakce oxidu uhličitého ze vzduchu jednotkou DAC, dodanou společností Climeworks, přičemž byly použity speciálně upravené filtry, pohlcující molekuly oxidu uhličitého jako houba. Poté se ve vakuu při 95 °C adsorbovaný oxid uhličitý oddělí od povrchu filtru, a odčerpá se. V dalším kroku dojde k současnému štěpení oxidu uhličitého a vodní páry v elektrolyzáru, proces je označován jako koelektrolýza. Systém byl vyvinut společností Sunfire, v rámci něj se produkuje vodík i oxid uhelnatý v jednom kroku (vyrábí se syntézní plyn). Díky vysoké úrovni účinnosti v průmyslovém měřítku může koelektrolýza chemicky vázat 80 % veškeré dodané zelené elektřiny. Třetím krokem je výroba syntetických paliv ze syntézního plynu, která probíhá v mikrostrukturovaném reaktoru od společnosti KIT/INERATEC. Ten nabízí velkou povrchovou plochu na velmi malém objemovém prostoru, čímž se spolehlivě odvádí teplo z procesu a je dále využíváno v jiných krocích. Tato konfigurace reaktoru zajišťuje snadnou ovladatelnost procesu, je umožněno střídavé zatížení zařízení a je možné modulární rozšíření zařízení. V posledním čtvrtém kroku dochází k úpravě produkovaných paliv, kdy společnost KIT zapracovala do procesního řetězce proces hydrokrakování. V principu jde o to, že ve vodíkové atmosféře se dlouhé uhlovodíkové řetězce částečně rozkládají v přítomnosti zeolit-platinového katalyzátoru, čímž se mění na produkty využitelné v praxi, například na benzín, naftu, nebo petrolej [54].

Dalším projektem společnosti Sunfire je projekt s názvem Norsk e-Fuels. V rámci tohoto projektu je plánováno vystavět závod na výrobu obnovitelného leteckého paliva. Mělo by se jednat o první velký projekt technologií P2L v Evropě, přičemž zahájení výroby paliva je plánováno na rok 2023. Tento demonstrační závod by měl stát v průmyslovém parku Herøya ve městě Porsgrunn poblíž hlavního města Osla. Tento demonstrační závod by měl být schopen vyprodukovat 10 milionů litrů paliva ročně, přičemž do roku 2026 by se měla výroba komercializovat a rozšířit na 100 milionů litrů paliva ročně, což by mělo podle výpočtů ušetřit 250 000 tun emisí CO<sub>2</sub> ročně. Vyráběné palivo by se mělo mísit s konvenčním leteckým palivem v celkovém objemu až 50 %. Výroba paliva bude probíhat z oxidu uhličitého zachyceného ze vzduchu a z obnovitelné elektrické energie z vodních elektráren. Konkrétně bude použita technologie jednostupňového procesu elektrolýzy (koelektrolýzy), která bude dodaná společností Sunfire, v kombinaci s jednotkou DAC od společnosti Climeworks. Na výrobu kapalného paliva bude použita Fischer-Tropschova syntéza. Vyrobené surové palivo bude odvedeno do přílehlé rafinérie, kde bude dále upravováno na letecké palivo. První práce na projektu by měly začít ve druhé polovině roku 2021, přičemž rozpočet prvního závodu o kapacitě 10 milionů litrů je 90 milionů EUR. Celkový rozpočet projektu včetně komerčního závodu o kapacitě 100 milionů litrů je 500 milionů EUR. Pokud projekt dopadne úspěšně, je plánováno vybudování obdobných výrobních závodů po celém Norsku [55].

Posledním představeným projektem je projekt s názvem Power-to-Fuel. V rámci tohoto projektu chce konsorcium v čele se společností Liquid Wind vybudovat komerční zařízení, která by vyráběla kapalné a uhlíkově neutrální palivo ze zachyceného oxidu uhličitého a zeleného vodíku z obnovitelné elektřiny. Vyráběným palivem by měl být metanol, který bude určen pro námořní a silniční dopravu. Momentálně se připravuje výstavba prvního zařízení ve Švédsku, přičemž je plánováno, že toto zařízení zahájí dodávky paliva od roku 2023. Celkově by v rámci projektu mělo být vystavěno 6 identických zařízení v oblasti Skandinávie do roku 2030, poté by se zařízení mělo začít licencovat a budovat v dalších zemích. Zařízení je obecně složeno z jednotky zachycující oxid uhličitý ze vzduchu, elektrolyzéry vyrábějícího obnovitelný vodík a syntézního reaktoru, ve kterém bude probíhat tvorba metanolu. Každé zařízení by mělo mít výrobní kapacitu 45 000 tun paliva ročně, čímž by se snížily emise CO<sub>2</sub> o 90 000 tun CO<sub>2</sub> za rok. V rámci konsorcia projektu je zapojeno 5 společností, konkrétně společnost Liquid Wind zajišťuje celý projekt a vede veškerá jednání, společnost Axpo Nordic zajistí elektrické napájení zařízení, společnost Carbon Clean Solutions poskytne své know-how v oblasti nízkonákladové technologie zachycování oxidu uhličitého, společnost COWI přispěje znalostmi v oblasti strojírenství a společnost Haldor Topsoe přispěje konsorciu svým vysoce účinným metanolovým procesem, hardwarem a katalyzátory [56].

## 6. SWOT ANALÝZA JEDNOTLIVÝCH TECHNOLOGIÍ SECTOR COUPLINGU

V následující kapitole bude provedena SWOT analýza jednotlivých technologií P2X, konkrétně v tabulce 6.1 je SWOT analýza pro technologii P2H, v tabulce 6.2 je SWOT analýza technologie P2G, a v tabulce 6.3 je zpracována SWOT analýza pro technologii P2L.

**Tab. 6.1** SWOT analýza technologie Power-to-Heat

<b>Silné stránky</b>	<b>Slabé stránky</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- integrace obnovitelné energie do sektoru vytápění</li> <li>- nízké náklady na výrobu tepla z elektřiny a na skladování tepla</li> <li>- značná vyspělost, komerční dostupnost a konkurenceschopnost</li> <li>- relativně vysoká účinnost</li> <li>- možnost poskytování flexibility energetickému systému</li> <li>- možnost řízení zátěže v elektrických sítích</li> <li>- možnost velkokapacitního skladování energie</li> <li>- úspory investic, které by při oddělení sektorů byly prováděny duálně</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- zvýšení poptávky po elektrické energii</li> <li>- nutnost investic do zastaralých a málo dimenzovaných elektrických a tepelných sítí</li> <li>- vysoké investiční náklady v porovnání se systémy založenými na fosilních palivech</li> <li>- vysoké investiční náklady na vybudování systému dálkového vytápění</li> </ul>
<b>Příležitosti</b>	<b>Hrozby</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- možnost ovládnání technologií na dálku agregátorem</li> <li>- možnost zefektivnění investic do infrastruktury při propojení sektorů</li> <li>- možnost zlepšení použití přebytků obnovitelné energie</li> <li>- možnost decentralizace a použití v odlehlých lokalitách</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- riziko zvýšení cen elektřiny v důsledku zvýšení poptávky po elektřině</li> <li>- riziko přetížení nedostatečně dimenzovaných elektrických a tepelných sítí</li> <li>- riziko pro kvalitu výrobku a provozuschopnost provozu (v průmyslu)</li> <li>- riziko nedostatečné motivace pro zavádění technologie (převážně v průmyslu)</li> </ul>

**Tab. 6.2** SWOT analýza technologie Power-to-Gas

<b>Silné stránky</b>	<b>Slabé stránky</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- integrace obnovitelné energie do plynárenského sektoru</li> <li>- možnost přepravy velkého objemu obnovitelné energie na dlouhé vzdálenosti</li> <li>- možnost sezónního skladování energie</li> <li>- možnost využití stávající plynárenské infrastruktury</li> <li>- poskytování flexibility energetickému systému (řízením zátěže)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- menší vyspělost technologií</li> <li>- vysoké investiční náklady</li> <li>- nižší účinnost konverze energie na plyn</li> <li>- potřeba nízké ceny elektřiny po relativně dlouhou dobu</li> <li>- potřeba výstavby infrastruktury na dopravu surovin (CO<sub>2</sub>, voda, vodík)</li> </ul>
<b>Příležitosti</b>	<b>Hrozby</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- zmírnění závislosti na dovozu zemního plynu</li> <li>- možnost využití vedlejších produktů (kyslík, teplo)</li> <li>- možnost zmírnění přetížení v energetických sítích</li> <li>- snížení omezení používání přebytků elektřiny z OZE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- riziko nejasných regulačních pravidel</li> <li>- riziko odlišnosti technických norem různých států</li> <li>- riziko zdanění technologií jako konečného uživatele energie</li> <li>- riziko nedostatku mezioborově kvalifikovaných pracovníků</li> </ul>

**Tab. 6.3** SWOT analýza technologie Power-to-Liquid

<b>Silné stránky</b>	<b>Slabé stránky</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- integrace obnovitelné energie do těžce elektrifikovatelných sektorů</li> <li>- produkty jsou náhradou fosilních paliv</li> <li>- možnost akumulace obnovitelné energie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vysoké investiční náklady</li> <li>- nekonkurenceschopnost oproti fosilním palivům (prozatím)</li> <li>- relativně nízká účinnost konverze na paliva</li> </ul>
<b>Příležitosti</b>	<b>Hrozby</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- alternativa k elektromobilitě</li> <li>- možnost poskytovat flexibilitu energetickému systému (jen částečně)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- riziko nedostatečné možnosti flexibilního provozu</li> </ul>

## 7. VYHODNOCENÍ BUDOUCÍHO VYUŽITÍ SECTOR COUPLINGU V ČESKÉ REPUBLICCE

Na základě získaných poznatků, popsaných v předchozích kapitolách, lze usoudit, že princip Sector couplingu bude do budoucna v České republice, podobně jako v dalších státech Evropské unie, nabírat na důležitosti, a to hlavně z důvodů dosažení dekarbonizace ekonomiky a naplnění cílů daných Pařížskou dohodou z roku 2015. Pro efektivní propojení sektorů elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství v České republice bude zásadní provést identifikaci principů, které jsou v ČR prakticky a ekonomicky dosažitelné, přičemž toto se musí provést co nejdříve, aby bylo možno začít budovat potřebnou infrastrukturu, výrobní zdroje, případně spotřebiče, které budou v rámci vybraného konceptu řešení propojení sektorů nezbytné.

Základem všech technologií, používaných v rámci Sector couplingu, je elektrická energie. Co se týče výroby elektrické energie v České republice, do budoucna by se měl zvyšovat podíl obnovitelných zdrojů na výrobě elektřiny, a zároveň by se měla utlumovat výroba elektřiny z uhlí, potažmo v rámci celkové dekarbonizace ekonomiky i výroba elektřiny ze zemního plynu. Pro uhelné elektrárny již existuje plán jejich odstavení do roku 2038, který navrhla tzv. Uhelná komise, avšak vláda tento plán stále ještě neodsouhlasila. Nicméně k odstavení uhelných elektráren jednou dojde, a vzhledem k tomu, že podíl uhelných elektráren na energetickém mixu ČR je zhruba 50 %, musí se tyto elektrárny nahradit jiným zdrojem elektřiny. Jistým řešením by byla výstavba jaderných elektráren, jakožto zdroje s nulovými emisemi skleníkových plynů. Problém jaderných elektráren je dlouhá doba jejich výstavby, vysoké pořizovací náklady, a určitým rizikem může být bezpečnostní hledisko. Náhrada uhelných elektráren jadernými je v blízkém horizontu času (do roku 2038) v České republice nejspíše nereálná. Z hlediska jaderné energie by mohly být do budoucna zajímavé malé modulární reaktory, nicméně tato technologie je zatím spíše ve fázi výzkumu a pilotních projektů, nelze tedy počítat s jejím komerčním nasazením v blízké době. Jako reálnější řešení se jeví výstavba plynových, případně paroplynových elektráren, které mají krátkou dobu výstavby, a oproti jaderným elektrárnám taktéž malé investiční náklady. Každopádně spalování zemního plynu je z hlediska celkové dekarbonizace spíše přechodné řešení.

Do budoucna je potřeba k dosažení cílů Pařížské dohody maximalizovat výstavbu obnovitelných zdrojů energie, případně snížit spotřebu elektrické energie zvyšováním energetické účinnosti. Česká republika nemá z hlediska své polohy zrovna vysoký potenciál obnovitelné energie. Co se týče vodních elektráren, jejich potenciál je v ČR v podstatě vyčerpán, protože vodní toky ČR nemají vysoké průtoky a velká převýšení, které by umožňovaly masivnější výstavbu větších vodních elektráren. Větrná energie je na tom v ČR podobně jako vodní energie. Lokalit, ve kterých by bylo výhodné

vystavět větrné elektrárny, není v České republice mnoho, navíc většina takových lokalit je umístěná v chráněných oblastech, kde je jakákoliv výstavba zakázána. Z hlediska OZE tedy mají v ČR největší potenciál solární energie a spalování biomasy. Co se týče solární energie, tak lze do budoucna počítat, spíše než s výstavbou velkých solárních parků, s výstavbou menších solárních elektráren na střechách budov, ať už rodinných a panelových domů, nebo průmyslových objektů a kancelářských budov. Takový systém napájení, spojený s jakýmkoli druhem akumulace energie, by snížil požadavky na distribuční soustavu a zvýšil by energetickou soběstačnost. U spalování biomasy je taktéž jasně patrný potenciál v České republice, ať už se jedná o přímé spalování biomasy, nebo o spalování bioplynu, vzniklého v bioplynových stanicích. Nejvyšší účinnosti se u spalování biomasy dosahuje při kombinované výrobě elektřiny a tepla, tj. při spalování v kogenerační jednotce. Na druhou stranu, se spalováním biomasy jsou spojena určitá rizika. Jedním z nich může být vyčerpání zemědělské půdy opakovaným pěstováním energeticky využitelných plodin (například kukuřice). Avšak i přesto bude do budoucna v ČR nejspíše narůstat výroba elektrické energie ze spalování biomasy.

Pokud jde o jednotlivé technologie Sector couplingu, jejich budoucí uplatnění v rámci České republiky je velice těžké posoudit. Pro dosažení dekarbonizace ekonomiky a naplnění cílů Pařížské dohody by měly technologie Sector couplingu fungovat na principu využívání obnovitelné elektrické energie, která by se měla pomocí těchto technologií integrovat do odvětví, která produkují vysoké emise skleníkových plynů. Vzhledem k tomu, že v České republice nejsou prozatím instalovány vysoké výkony OZE, nejsou zde dostupná taková množství obnovitelné energie, která by se dala využít v rámci technologií Sector couplingu k dekarbonizaci odvětví, například dopravy, vytápění budov atd. To by se však do budoucna mělo změnit, a na základě toho by technologie Sector couplingu měly mít praktické komerční využití. Co se týče využití jednotlivých technologií v České republice, úvaha o tom, jak by to do budoucna mohlo vypadat, je provedena v rámci následujících odstavců.

Technologie Power-to-Heat se uplatní podle svého principu v sektoru teplárenství. Konkrétně v České republice je vybudována relativně velká síť dálkového centrálního vytápění. Zdrojem tepla v těchto systémech by do budoucna, namísto kotlů na fosilní paliva, mohly být kogenerační jednotky nebo velká tepelná čerpadla. Zejména tepelná čerpadla by mohla najít uplatnění u takových centralizovaných systémů, které zásobují teplem domácnosti. Naproti tomu kogenerační jednotky by bylo výhodné instalovat spíše u systémů napájejících průmyslové objekty, případně větší budovy, u kterých by se uplatnila i vyráběná elektrická energie. Pokud by se jednalo o decentralizovaný systém vytápění, u tohoto typu vytápění by se mohly opět používat kogenerační jednotky (u samostatných

průmyslových objektů), nebo menší tepelná čerpadla, která by napájela jen samostatné budovy (rodinné nebo panelové domy). Mimo vytápění by technologie P2H do budoucna mohly najít široké uplatnění v dodávkách tzv. procesního tepla do průmyslu. V rámci tohoto využití technologií P2H by se mohla používat tepelná čerpadla jako zdroj tepelné energie pro různé ohřevy užívané v průmyslu. Kromě tepelných čerpadel by se v průmyslu mohly uplatnit další druhy ohřevů pomocí elektrické energie, například přímý nebo nepřímý elektrický ohřev atd. Konkrétní průmyslové objekty by si v rámci svých požadavků na tepelnou energii měly vybrat nejvhodnější zdroj tepelné energie, nelze říct, který zdroj je obecně nejlepší.

Do budoucna by se tedy dalo říct, že tepelná čerpadla jsou v rámci technologií P2H nejperspektivnějším systémem jak pro vytápění, tak potenciálně i pro dodávky procesního tepla, v závislosti na použité průmyslové technologii.

Další technologie, která se rozhodně v nějaké podobě uplatní v České republice, je technologie Power-to-Gas. Nicméně je otázkou, jaký výsledný produkt této technologie najde v ČR uplatnění, zda-li vodík, SNG, nebo biometan. Každopádně základem technologie P2G je vodík, tudíž se v České republice bude rozšiřovat výroba vodíku elektrolýzou vody, kdy tato technologie bude nejspíše propojena se solárními elektrárnami, takže vyráběný vodík bude tzv. zelený. Takto vyrobený vodík se bude používat jako náhrada tzv. šedého vodíku, který se používá nyní. Rozsáhlejší výstavba vodíkových potrubí v České republice se prozatím nedá předpokládat, a to hlavně z ekonomických důvodů, kdy výstavba potřebné infrastruktury by zahrnovala vysoké investiční náklady. Navíc využití vodíku například v dopravě není obzvláště vysoké, potenciální využití by mohlo být u městské autobusové dopravy, možná u těžké nákladní dopravy, ale u té dosahují většího potenciálu syntetická kapalná paliva. U osobní automobilové dopravy se s hojnějším využíváním vodíku nedá uvažovat, protože vodík je výrazně náročný na skladování. Pokud by bylo uvažováno o přímém vstřikování vodíku do stávající plynárenské infrastruktury, musely by se provést úpravy této infrastruktury, které by opět zahrnovaly určité nemalé investice. Aby se těmito investicím vyhnulo, může se momentálně do plynárenské infrastruktury vstřikovat jen omezené množství vodíku.

Z hlediska České republiky má však větší potenciál využití syntetický zemní plyn (SNG) nebo biometan. Používání těchto dvou plynů namísto využívání vodíku by mohlo být nákladově efektivnější, a to hlavně z hlediska úspory nákladů na budování infrastruktury. Oproti vodíku mají SNG a biometan výhodu v tom, že jsou v podstatě totožné s klasickým zemním plynem, a je tedy možné využívat stávající plynárenské infrastruktury bez omezení. Po přímé injektáži těchto plynů do stávající plynárenské infrastruktury je možné tyto plyny odebírat a dále využívat, například pro vytápění, ohřev teplé vody, nebo vaření v domácnostech. Co se týče dalšího využití obou plynů, největší potenciál mají při použití v dopravě, kterou by mohly relativně účinně pomoci dekarbonizovat. Syntetický zemní plyn (SNG) se v dopravě může používat



ve dvou podobách, a to jako stlačený plyn, nebo zkapalněný plyn. Stlačený plyn je výhodné použít jako palivo pro osobní a dodávková vozidla, případně se tohoto druhu paliva dá také využívat v průmyslu pro pohon vysokozdvihných vozíků. Naproti tomu zkapalněný plyn by měl lepší využití u těžší dopravy, například letecké, lodní a nákladní. U biometanu je využití v dopravě taktéž převážně u osobních a dodávkových vozidel. Celkově má využití biometanu v České republice obzvláště velký potenciál, protože tento plyn se vyrábí z bioplynu, pocházejícího z bioplynových stanic, u kterých je předpoklad budoucí hojné výstavby v rámci České republiky. Bioplyn se tedy bude buď spalovat, například v kogeneračních jednotkách, nebo se bude úpravou a čištěním měnit na biometan, který se bude poté využívat v dopravě.

Co se tedy týká technologií P2G, které by se mohly v budoucnu používat v ČR, největší potenciál má biometan, potažmo bioplyn, kterých by se mohlo využívat jako paliva pro vytápění a v dopravě. Syntetický zemní plyn by se mohl taktéž využívat v dopravě, ale spíše by mohl být vtlačován do plynárenské soustavy a dále využíván v domácnostech. Vodík se v ČR bude taktéž vyrábět, ale bude sloužit jako náhrada šedého vodíku, nebo jako základ pro výrobu SNG, případně syntetických kapalných paliv na bázi Fischer-Tropschovy syntézy, jeho přímé využití na vstřikování do soustavy nebude nejspíše nijak významné.

Jak již bylo naznačeno výše, technologie Power-to-Liquid bude mít v České republice do budoucna taktéž své místo, a to při výrobě syntetických kapalných paliv, využívaných v dopravě, nebo v menší míře v chemickém průmyslu. V rámci syntetických kapalných paliv se budou v ČR uplatňovat nejspíše paliva na bázi Fischer-Tropschovy syntézy, která se budou využívat v těžké nákladní dopravě, nebo v letectví. Bude jich možné používat i u osobní automobilové dopravy, a to jako náhrady za stávající fosilní paliva, přičemž výhodou je, že není třeba žádná úprava stávajících motorů vozidel. Výroba dalších dvou syntetických paliv, tj. metanolu a dimethyletheru, se nejspíše v České republice neprosadí ve větší míře, protože ČR nejspíše nebude disponovat takovou výrobní kapacitou vodíku, která by pokryla výrobu těchto dvou dalších paliv. Pokud se budou tato dvě paliva v ČR vyrábět, tak to bude jen v menší míře, a to pro následné využití v chemickém průmyslu. Do budoucna by se tedy v ČR mohlo začít využívat technologií P2L na bázi Fischer-Tropschovy syntézy.

Celkově se tedy dá říct, že technologie P2X v České republice mají do budoucna velký potenciál využití, přičemž však nezáleží jen na České republice, jakým směrem se bude budoucnost energetiky, plynárenství a teplárenství ubírat, protože se čím dál více klade důraz na mezinárodní spolupráci a propojování soustav jednotlivých států, tudíž například budoucnost plynárenských soustav, zda se bude využívat více vodíku, nebo se zůstane u metanu, je kolektivní rozhodnutí všech států Evropské unie.

## ZÁVĚR

Diplomová práce se zabývá tématem Sector couplingu, jakožto konceptu budoucího fungování sektorů elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství. Obecně princip Sector couplingu může fungovat i v dalších energeticky náročných odvětvích, například v dopravě. Cílem této práce bylo vytvořit přehlednou rešerši, která bude zahrnovat popis Sector couplingu, jednotlivých technologií, používaných v rámci tohoto konceptu, a v rámci této rešerše měly být představeny pilotní projekty jednotlivých technologií. Na základě této rešerše byla na konci diplomové práce vytvořena SWOT analýza jednotlivých technologií P2X a úvaha o budoucím fungování konceptu Sector couplingu v České republice.

Na začátku práce je proveden rozbor vývoje a aktuálního stavu ve výrobě a spotřebě elektrické energie (kapitola 3) a těžbě a spotřebě zemního plynu (kapitola 4), přičemž tento rozbor je proveden v rámci Evropské unie a detailněji pro Českou republiku. Co se týče výroby elektrické energie, každý stát EU má rozdílný energetický mix, avšak u všech států lze pozorovat trend rostoucí výroby elektřiny z OZE. Spotřeba elektrické energie má také rostoucí trend, a to u všech států EU. Česká republika má zhruba konstantní velikost výroby elektrické energie, avšak rostoucí spotřebu, což znamená, že při nastalém trendu se z exportní země v řádu desítek let může stát zemí importní. U zemního plynu je situace v podstatě totožná u všech států EU, které se spoléhají na dovoz zemního plynu, převážně z Ruska, případně z Norska, nebo Alžírsko. Z hlediska spotřeby zemního plynu je jasně patrný rostoucí trend, který je nejspíše dán odklonem od uhlí a tudíž zvyšující se spotřebou zemního plynu na výrobu elektrické energie.

Hlavní částí diplomové práce je představení konceptu Sector couplingu, a jednotlivých technologií (kapitola 5), obecně nazvaných Power-to-X. Konkrétně se jedná o technologie Power-to-Heat, Power-to-Gas a Power-to-Liquid. Detailní popis jednotlivých technologií je uveden v textu, nicméně pokud jde o technologii Power-to-Heat, u té je důraz kladen na využívání tepelných čerpadel, případně kogeneračních jednotek, a to pro vytápění budov, nebo dodávky procesního tepla do průmyslu. Základem technologie Power-to-Gas je elektrolýza vody, pomocí které se vyrábí vodík. Ten se poté může přímo využívat, například na výrobu amoniaku, nebo jako palivo v dopravě, případně může být spolu s oxidem uhličitým přeměněn na syntetický zemní plyn, který může sloužit jako náhrada klasického fosilního zemního plynu. V rámci této technologie může být produkován i bioplyn (z bioplynových stanic), který může být následně spalován v kogeneračních jednotkách. Vyčištěním bioplynu se může také získat biometan, který může být využíván jako palivo v dopravě. U technologie Power-to-Liquid jsou výsledkem syntetická kapalná paliva, která mohou být dále využívána v dopravě, nebo v chemickém průmyslu. Vstupními produkty této technologie jsou opět vodík a oxid uhličitý, ze kterých se různými druhy syntézy získávají požadovaná kapalná paliva, například syntetický benzín, nafta, petrolej, metanol, nebo dimethylether.

Další částí diplomové práce je SWOT analýza jednotlivých technologií Power-to-X (kapitola 6), ve které jsou představeny silné a slabé stránky těchto technologií a také jsou v ní uvedeny příležitosti a hrozby jednotlivých technologií.

Poslední částí práce je úvaha o budoucím fungování konceptu Sector couplingu v České republice (kapitola 7). V rámci této úvahy je nastíněno, jak by mohl do budoucna vypadat sektor elektroenergetiky, plynárenství, teplárenství a další odvětví, do kterých by se měly instalovat technologie Power-to-X. Obecně se dá říct, že koncept Sector couplingu má v České republice velký potenciál, přičemž bude záležet na tom, jakým směrem se Česká republika vydá. Z hlediska vytápění budov a dodávek procesního tepla jsou tepelná čerpadla nejspíše nejlepším řešením, avšak v určitých aplikacích, kde se kromě tepla využije i produkovaná elektřina, se jistě uplatní kogenerační jednotky. V odvětví dopravy by nejlepším řešením pro dosažení dekarbonizace tohoto odvětví bylo použití biometanu nebo syntetického zemního plynu jako paliva pro osobní a dodávkovou dopravu, u autobusové dopravy by se mohl uplatnit vodík, v těžké nákladní dopravě a v letectví najdou své místo syntetická kapalná paliva. Plynárenské soustavy by místo klasického zemního plynu mohly dopravovat již zmíněný syntetický zemní plyn, případně biometan. S masivní výstavbou vodíkové infrastruktury se v blízké budoucnosti nemůže příliš počítat, a to hlavně z ekonomických důvodů.

Sector coupling jako propojování sektorů elektroenergetiky, plynárenství, teplárenství a dalších energeticky náročných sektorů, je tedy poměrně aktuální téma, které bude v budoucnosti jistě mnohokrát diskutováno a zaslouží si pozornost všech účastníků trhu s energiemi, stejně tak jako průmyslových podniků, dopravců a dalších zainteresovaných osob.

## LITERATURA

- [1] VOHLÍDKOVÁ, Veronika. *Sector coupling* [online]. Vyd. 11. listopadu 2020. [cit. 2020-11-20]. Dostupné z: [https://czbiom.cz/konf/files/7\\_vohlidkova.pdf](https://czbiom.cz/konf/files/7_vohlidkova.pdf)
- [2] FSR. *Sector Coupling and Energy System Integration* [online]. Vyd. 22. prosince 2020. [cit. 2021-1-3]. Dostupné z: <https://fsr.eu.europa.eu/sector-coupling-and-energy-system-integration/>
- [3] CIUCCI, Mateo. *Energetická politika: obecné zásady* [online]. Vyd. únor 2020. [cit. 2020-11-23]. Dostupné z: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/cs/sheet/68/energeticka-politika-obecne-zasady>
- [4] POLESNÝ, David. *Z čeho vyrábíme elektřinu v Česku a jak je na tom Evropa. Větrém proti uhlí!* [online]. Vyd. 27. února 2020. [cit. 2020-11-21]. Dostupné z: <https://vtm.zive.cz/clanky/z-ceho-vyrabime-elektrinu-v-cesku-a-jak-je-na-tom-evropa-vetrem-proti-uhli/sc-870-a-202450/default.aspx#part=1>
- [5] Evropská agentura pro životní prostředí. *Energetika v Evropě – aktuální stav* [online]. Vyd. 25. září 2017. [cit. 2020-11-23]. Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/cs/signaly/signaly-2017/clanky/energetika-v-evrope-2013-aktualni-stav>
- [6] Energetický regulační úřad. *Zprávy o provozu ES ČR pro roky 2003 – 2020* [online]. [cit. 2020-11-22]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>
- [7] Hybrid.cz. *Zemní plyn má v energetice budoucnost, potvrzuje Evropská komise* [online]. Vyd. 19. června 2020. [cit. 2020-11-28]. Dostupné z: <http://www.hybrid.cz/zemniho-plynu-ma-v-energetice-budoucnost-potvrzuje-evropska-komise>
- [8] OTE. *Evropské plynárenství* [online]. [cit. 2020-11-28]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/dlouhodobá-rovnováha/plynarenstvi-v-evrope-a-ve-svete>
- [9] Evropský parlament – Zpravodajství. *Jak zajistit dodávky plynu v EU (infografika)* [online]. Vyd. 12. září 2017. [cit. 2020-11-30]. Dostupné z: <https://www.europarl.europa.eu/news/cs/headlines/economy/20170911STO83502/jak-zajistit-dodavky-plynu-v-eu-infografika>
- [10] BŘEZINOVÁ, Jana. *Těžba plynu v Evropě: Kdo jsou největší hráči?* [online]. Vyd. 4. listopadu 2019. [cit. 2020-12-02]. Dostupné z: <https://www.plyn.cz/tezba-plynu-v-evrope>
- [11] MOLEK, Tomáš. *Co stojí za růstem spotřeby plynu v Evropě?* [online]. Vyd. 29. dubna 2018. [cit. 2020-12-02]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/plyn/stoji-za-rustem-spotreby-plynu-evrope>
- [12] MAJLING, Eduard. *Těžba ropy a zemního plynu v České republice – historie a současnost* [online]. Vyd. 19. prosince 2016. [cit. 2020-12-05]. Dostupné z:

- <https://oenergetice.cz/ropa/tezba-ropy-a-zemniho-plynu-v-ceske-republice-historie-a-soucasnost>
- [13] ČTK. *Spotřeba zemního plynu v ČR loni klesla díky teplému počasí o 4 %* [online]. Vyd. 13. února 2019. [cit. 2020-12-06]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energetika-v-cr/spotreba-zemniho-plynu-cr-loni-klesla-diky-teplemu-pocasi-4>
- [14] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. *Sector coupling technologies* [online]. [cit. 2021-1-5]. Dostupné z: <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/Text-Collections/EnergySolutions/Sector-Coupling/sector-coupling-technologies.html>
- [15] PATEL, Sonal. *A High Energy Potential: Power-to-Heat* [online]. Vyd. 1. října 2020. [cit. 2021-3-13]. Dostupné z: <https://www.powermag.com/a-high-energy-potential-power-to-heat/>
- [16] BLOESS, Andreas; SCHILL Wolf-Peter; ZERRAHN, Alexander. *Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials* [online]. Vyd. 15. února 2018. [cit. 2021-3-15]. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917317889>
- [17] MÜNSTER, Marie et al. *Sector coupling: Concepts, State-of-the-art and Perspectives* [online]. Vyd. leden 2020. [cit. 2021-3-19]. Dostupné z: [https://www.researchgate.net/publication/339365854\\_Sector\\_Coupling\\_Concepts\\_State-of-the-art\\_and\\_Perspectives](https://www.researchgate.net/publication/339365854_Sector_Coupling_Concepts_State-of-the-art_and_Perspectives)
- [18] Community Energy Scotland. *Heat Smart Orkney* [online]. [cit. 2021-3-20]. Dostupné z: <https://www.communityenergyscotland.org.uk/projects-innovations/heat-smart-orkney/>
- [19] NASNER, Gunhild. *First power-to-heat plant in Hamburg to convert wind energy into heat* [online]. Vyd. 15. února 2019. [cit. 2021-3-20]. Dostupné z: <https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2019/first-power-to-heat-plant-in-hamburg-to-convert-wind-energy-into-heat>
- [20] German Energy Solutions Initiative. *Power-to-heat: Energy-efficient houses as electricity storage facilities for wind turbines* [online]. Vyd. 4. dubna 2019. [cit. 2021-3-21]. Dostupné z: <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/News/2019/20190404-wind-heating.html>
- [21] WULF, Christina; LINSSEN, Jochen; ZAPP, Petra. *Review of Power-to-Gas Projects in Europe* [online]. Vyd. 13. března 2018. [cit. 2021-3-27]. Dostupné z: <https://juser.fz-juelich.de/record/884964/files/1-s2.0-S1876610218309883-main.pdf>
- [22] VÁVRA, Robert. *Model energetického systému s vodíkovou akumulací* [online]. Brno, 2019 [cit. 2021-3-28]. Dostupné z: [https://www.vutbr.cz/www\\_base/zav\\_prace\\_soubor\\_verejne.php?file\\_id=194183](https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=194183)  
Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky

- a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.
- [23] ABDALLAH, Hadi. *Power to gas* [online]. Brno, 2020 [cit. 2021-3-29].  
Dostupné z:  
[https://www.vutbr.cz/www\\_base/zav\\_prace\\_soubor\\_verejne.php?file\\_id=211026](https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=211026)  
Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.
- [24] Evropská komise. *Otázky a odpovědi: Vodíková strategie pro klimaticky neutrální Evropu* [online]. Vyd. 8. července 2020. [cit. 2021-4-4]. Dostupné z:  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/cs/qanda\\_20\\_1257](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/cs/qanda_20_1257)
- [25] NET4GAS. *Energetika 2020: Dovážet nebo vyrábět?*. Prezentace prezentována na: [Konference Energetika 2020; 23. září 2020; Brno, Česká republika].
- [26] Wikipedie. *Sabatierova reakce* [online]. Vyd. 26. dubna 2020. [cit. 2021-3-31].  
Dostupné z: [https://cs.wikipedia.org/wiki/Sabatierova\\_reakce](https://cs.wikipedia.org/wiki/Sabatierova_reakce)
- [27] Hybrid.cz. *2050: Bude v plynovodech vodík, nebo syntetický metan?* [online]. Vyd. 18. února 2021. [cit. 2021-4-5]. Dostupné z:  
<http://www.hybrid.cz/2050-bude-v-plynovodech-vodik-nebo-synteticky-metan>
- [28] Wikipedie. *Substitute natural gas* [online]. Vyd. 3. ledna 2021. [cit. 2021-4-5].  
Dostupné z: [https://en.wikipedia.org/wiki/Substitute\\_natural\\_gas](https://en.wikipedia.org/wiki/Substitute_natural_gas)
- [29] PETŘÍK, Martin. *Využití CNG v průmyslu* [online]. Vyd. červen 2014. [cit. 2021-4-5]. Dostupné z:  
<http://www.cng4you.cz/cs/download/vyuziti-cng-v-prumyslu.pdf>
- [30] CEER. *Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector* [online]. Vyd. 22. března 2019. [cit. 2021-4-3]. Dostupné z:  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/274b3146-afb5-8c96-436e-4056f3636b31>
- [31] BUDÍN, Jan. *Kogenerace – princip, technologie a výhody* [online]. Vyd. 21. dubna 2015. [cit. 2021-4-6]. Dostupné z:  
<https://oenergetice.cz/technologie/kogenerace-princip-technologie-a-vyhody>
- [32] ADÁMKOVÁ, Alena. *Biometan se uplatní hlavně v dopravě* [online]. Vyd. 16. září 2020. [cit. 2021-4-6]. Dostupné z:  
<https://archiv.ihned.cz/c1-66816620-biometan-se-uplatni-hlavne-v-doprave>
- [33] NGVA Group; EBA. *The European Green Deal – In the Fast Lane with Biomethane in Transport* [online]. Vyd. 15. června 2020 [cit. 2021-4-6].  
Dostupné z:  
<https://www.ngva.eu/medias/the-european-green-deal-in-the-fast-lane-with-biomethane-in-transport/>
- [34] GIE. *Sector Coupling and policy recommendations* [online]. [cit. 2021-4-17].  
Dostupné z:  
[https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/gie\\_-\\_position\\_paper\\_-\\_sector\\_coupling\\_p2g.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/gie_-_position_paper_-_sector_coupling_p2g.pdf)

- [35] Evropská komise. *Potentials of sector coupling for decarbonisation – Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU – Final report* [online]. Vyd. 17. prosince 2019. [cit. 2021-4-18]. Dostupné z: [https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2020-02/MJ0118845ENN.en\\_.pdf](https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2020-02/MJ0118845ENN.en_.pdf)
- [36] THEMA, Martin; BAUER, Franz; STERNER, Michael. *Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review* [online]. Vyd. září 2019 [cit. 2021-4-19]. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930423X>
- [37] Mainzer Stadtwerke AG. *Energiepark Mainz* [online]. [cit. 2021-4-21]. Dostupné z: <https://www.energiepark-mainz.de/>
- [38] Proelektrotechniky.cz. *Energiepark Mainz: největší projekt „power-to-gas“ zahájil provoz* [online]. Vyd. 14. července 2015 [cit. 2021-4-21]. Dostupné z: <http://www.proelektrotechniky.cz/obnovitelne-zdroje/69.php>
- [39] Konsorcium projektu Store&Go. *Store&Go* [online]. [cit. 2021-4-23]. Dostupné z: <https://www.storeandgo.info/>
- [40] ENGIE. *The GRHYD demonstration project* [online]. [cit. 2021-4-28]. Dostupné z: <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>
- [41] The Agility Effect. *Jupiter 1000: Power-to-Gas put to the test* [online]. Vyd. 19. listopadu 2020 [cit. 2021-4-28]. Dostupné z: <https://www.theagilityeffect.com/en/article/jupiter-1000-power-to-gas-put-to-the-test/>
- [42] GRTgaz. *Jupiter 1000* [online]. [cit. 2021-4-28]. Dostupné z: <https://www.jupiter1000.eu/english>
- [43] Electrochaea. *Energy storage leaders launch commercial scale Power-to-Gas project* [online]. Vyd. 10. června 2014 [cit. 2021-4-29]. Dostupné z: <http://www.electrochaea.com/energy-storage-leaders-launch-commercial-scale-power-to-gas-project-using-highly-innovative-technology/>
- [44] Electrochaea. *Carbon and Energy Storage* [online]. [cit. 2021-4-29]. Dostupné z: [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2017/09/7.-Electrochaea\\_EBA\\_Sept2017.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2017/09/7.-Electrochaea_EBA_Sept2017.pdf)
- [45] LANA, A. José. *RENOVAGAS Project* [online]. Vyd. 8. listopadu 2017 [cit. 2021-4-30]. Dostupné z: [http://elyntegration.eu/wp-content/uploads/RENOVAGAS\\_ENAGAS\\_Session\\_2.pdf](http://elyntegration.eu/wp-content/uploads/RENOVAGAS_ENAGAS_Session_2.pdf)
- [46] BUDÍN, Jan. *V pražském ÚJV Řež úspěšně testují akumulaci elektřiny pomocí vodíku* [online]. Vyd. 6. května 2015 [cit. 2021-5-1]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/v-prazskem-ujv-rez-uspesne-testuji-akumulaci-elektriny-pomoci-vodiku>

- [47] ÚJV Řež. *Vodíkové technologie* [online]. [cit. 2021-5-1]. Dostupné z: [https://www.ujv.cz/cs/produkty-a-sluzby/nejaderna\\_energetika/vodikove-technologie](https://www.ujv.cz/cs/produkty-a-sluzby/nejaderna_energetika/vodikove-technologie)
- [48] SLABÝ, Michal. *Greening of Gas Project* [online]. Vyd. 17. září 2019 [cit. 2021-5-2]. Dostupné z: <https://www.gie.eu/index.php/events-diary/workshops/2019-workshops/gie-gaz-system-joint-workshop-on-the-energy-transition-in-the-cee-region/27870-09-michal-slaby-net4gas/file>
- [49] PATEL, Sonal. *Why Power-to-Gas May Flourish in a Renewables-Heavy World* [online]. Vyd. 2. prosince 2019 [cit. 2021-5-6]. Dostupné z: <https://www.powermag.com/why-power-to-gas-may-flourish-in-a-renewables-heavy-world/>
- [50] En:former. *E-fuels could advance the energy transition in the transport sector* [online]. Vyd. 7. května 2019 [cit. 2021-5-8]. Dostupné z: <https://www.en-former.com/en/efuels-power-to-liquid/>
- [51] DIETERICH, Vincent; BUTTLER, Alexander; HANEL, Andreas; SPLIETHOFF, Hartmut; FENDT, Sebastian. *Power-to-Liquid via synthesis of methanol, DME, or Fischer-Tropsch-fuels: a review* [online]. Vyd. 13. srpna 2020 [cit. 2021-5-8]. Dostupné z: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2020/ee/d0ee01187h#!divAbstract>
- [52] BECKMAN, Karel. *World's first power-to-liquids production plant opened in Dresden* [online]. Vyd. 24. listopadu 2014 [cit. 2021-5-10]. Dostupné z: <https://reneweconomy.com.au/worlds-first-power-liquids-production-plant-opened-dresden-76002/>
- [53] SCHINARAKIS, Kosta. *Power-to-Liquid: 200 Liters of Fuel from Solar Power and the Air's Carbon Dioxide* [online]. Vyd. 24. července 2017 [cit. 2021-5-10]. Dostupné z: [https://www.kit.edu/kit/english/pi\\_2017\\_103\\_power-to-liquid-200-liters-of-fuel-from-solar-power-and-the-air-s-carbon-dioxide.php](https://www.kit.edu/kit/english/pi_2017_103_power-to-liquid-200-liters-of-fuel-from-solar-power-and-the-air-s-carbon-dioxide.php)
- [54] OTTO, Almut. *Power-to-Liquid: Pilot plant at KIT produces first liters of fuel* [online]. Vyd. 23. srpna 2019 [cit. 2021-5-10]. Dostupné z: <https://innovationorigins.com/en/power-to-liquid-pilot-plant-at-kit-produces-first-liters-of-fuel/>
- [55] GREENAIR. *Europe's first power-to-liquid demo plant in Norway plans renewable aviation fuel production in 2023* [online]. Vyd. 23. června 2020 [cit. 2021-5-10]. Dostupné z: <https://www.greenaironline.com/news.php?viewStory=2711>
- [56] OVCINA, Jasmina. *The Power-to-Fuel project wants to convert CO2 into carbon-neutral fuel* [online]. Vyd. 27. března 2020 [cit. 2021-5-10]. Dostupné z: <https://www.offshore-energy.biz/the-power-to-fuel-project-wants-to-convert-co2-into-carbon-neutral-fuel/>