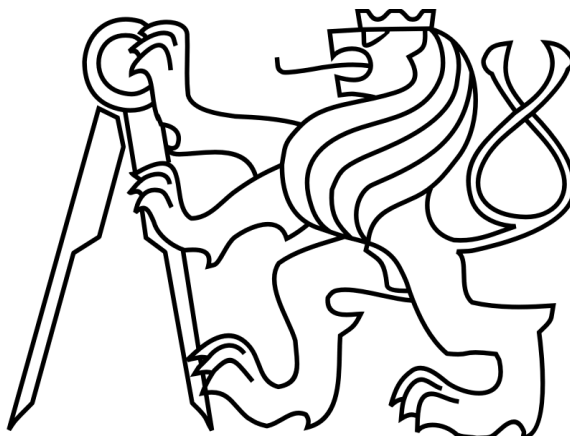


**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

KATEDRA EKONOMIKY, MANAŽERSTVÍ A HUMANITNÍCH VĚD



DIPLOMOVÁ PRÁCE

DIPLOMA THESIS

**Analýza trhu se zemním plynem v Evropě a jeho
možný vývoj do budoucna**

Analysis of the natural gas market in Europe and its
possible future development

**AUTOR PRÁCE
VEDOUCÍ PRÁCE**

**Bc. Radek Holešínský
Ing. Lukáš Jůza**

**STUDIJNÍ PROGRAM
STUDIJNÍ OBOR**

**Elektrotechnika, energetika a management
Ekonomika a řízení energetiky**

Praha 2015

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Holešinský Radek

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Analýza trhu se zemním plynem v Evropě a jeho možný vývoj do budoucna

Pokyny pro vypracování:

- trh se zemním plynem v Evropě – současný stav a výhled do budoucna
- konkurenceschopnost zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla
- ekonomická efektivnost výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu – modelový příklad

Seznam odborné literatury:

Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants; Meherwan P. Boyce; ISBN-13: 978-0791859537; Publisher: ASME Press, The American Society of Mechanical Engineers; 2 edition (March 26, 2010)

World Energy Outlook 2013; EIA; ISBN 978-92-64-20130-9; 2013

The Natural Gas Revolution: At the Pivot of the World's Energy Future; Robert W. Kolb; ISBN-13: 978-0133353518; Publisher: Pearson; 1 edition (9 Aug 2013)

Vedoucí diplomové práce: Ing. Lukáš Jůza – ČVUT FEL, K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015



Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 8.9. 2014

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci na téma „Analýza trhu se zemním plynem v Evropě a jeho možný vývoj do budoucna“ vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne

.....

Bc. Radek Holešinský

Poděkování

Rád bych touto cestou poděkoval všem, kteří mě podporovali a pomáhali mi při zpracování diplomové práce. Zvláště bych chtěl poděkovat rodině, přátelům a přítelkyni za podporu během studia, Lukáši Jůzovi za cenné rady, náměty a zpětnou vazbu při tvorbě diplomové práce a dále kolegům Jindřichu Dvořákovi, Miroslavu Lopourovovi a Pavlu Peňázovi ze společnosti Deloitte za konzultace a rady při zpracování diplomové práce. Poděkování patří také panu Miroslavu Růžičkovi ze společnosti TEDOM za poskytnutí konkrétních informací pro přesný výpočet ekonomické efektivity kogeneračních jednotek.

Abstrakt

Diplomová práce „Analýza trhu se zemním plynem v Evropě a jeho možný vývoj do budoucna“ se zabývá současným stavem trhu se zemním plynem a perspektivami jeho vývoje v evropském měřítku. V první části práce je proveden rozbor současného stavu trhu se zemním plynem, včetně popisu jeho vlastností, způsobů těžby a přepravy, výskytu a hlavních producentů a aktuálních změn na trhu se zemním plynem. Dále je také stručně zmíněna jeho role v otázce energetické bezpečnosti.

Po provedeném zhodnocení současného trhu se zemním plynem je pozornost věnována analýze konkurenceschopnosti zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla. Významný vliv na konkurenceschopnost má výsledná cena zemního plynu a proto jsou dále specifikovány prvky s největším vlivem v této oblasti a další faktory s významným vlivem na konkurenceschopnost. Pro posouzení ekonomické efektivity výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu jsou nejprve predikovány možné scénáře vývoje trhu se zemním plynem, respektive vývoj faktorů s vlivem na výslednou cenu zemního plynu do budoucna. Na základě vývoje těchto faktorů je dále predikován možný vývoj ceny zemního plynu do roku 2035, který je následně použit do modelu hodnocení ekonomické efektivity výroby elektřiny a tepla. Samotné ekonomické vyhodnocení je provedeno pro paroplynovou elektrárnu s instalovaným výkonem 400 MWe a pro kogenerační motory dvou instalovaných výkonů. Na závěr je stanoveno doporučení k rozhodnutí o investici a jsou diskutovány podmínky s významným vlivem na ekonomickou efektivity.

Klíčová slova

Zemní plyn, Predikce vývoje trhu, Ekonomická efektivity, KVET, Paroplynová elektrárna, Kogenerace

Abstract

The diploma thesis „Analysis of the natural gas market in Europe and its possible future development“ deals with the topic of the current situation on the natural gas market and its development perspectives in the European scope. In the first part a detailed analysis of the current state of the natural gas market is performed, including description of the properties, means of refining and consecutive transport, its appearance and the main producers. Actual changes on the natural gas market in Europe are also mentioned. The role of natural gas from the perspective of energy safety is also mentioned.

After the initial evaluation of the present natural gas market the thesis focuses on evaluation of the competitiveness of natural gas for electricity and heat generation. The final price of natural gas is a factor with significant effect on the competitiveness which is why the main factors with influence on price are further determined and predicted to the future. Based on prediction of these factors, the expected price development of natural gas in Europe till 2035 is predicted and these data are used in the consecutive economic evaluation of electricity and heat generation based on natural gas resources. The economic evaluation is performed on a large scale 400 MWe CCGT power plant and two cogeneration motors of different scale. Based on the economic evaluation a final recommendation to the investment decision is given and the factors with a significant influence on the final economic evaluation are being discussed.

Key words

Natural gas, Market development prediction, Economic efficiency, CHP, CCGT power plant, Cogeneration

Obsah

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Seznam použitých symbolů a zkratk | 7 |
| 1 Úvod | 8 |
| 2 Trh se zemním plynem – současný stav a výhled do budoucna | 9 |
| 2.1 Vznik, složení a vlastnosti zemního plynu | 9 |
| 2.2 Způsoby těžby a přepravy | 13 |
| 2.3 Výskyt zemního plynu | 14 |
| 2.4 Největší producenti a exportéři zemního plynu | 18 |
| 2.5 Obchodní trasy – dálková přeprava zemního plynu | 21 |
| 2.6 Skladování zemního plynu | 37 |
| 2.7 Aktuální změny na trhu se zemním plynem | 40 |
| 2.8 Strategický význam zemního plynu | 44 |
| 2.8.1 Vymezení pojmu energetická bezpečnost | 44 |
| 2.8.2 Principy zajištění energetické bezpečnosti | 45 |
| 3 Konkurenceschopnost zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla | 46 |
| 3.1 Způsob určení ceny zemního plynu | 47 |
| 3.1.1 Vývoj oceňování kontraktů se zemním plynem v Evropě | 47 |
| 3.1.2 Současný stav určování cen kontraktů se zemním plynem | 49 |
| 3.1.3 Určení ceny na spotových trzích se zemním plynem | 52 |
| 3.2 Faktory ovlivňující konkurenceschopnost zemního plynu | 53 |
| 4 Možné scénáře vývoje trhu se zemním plynem s ohledem na historický vývoj a výše uvedené aspekty v Evropě | 55 |
| 4.1 Historický vývoj trhu se zemním plynem | 55 |
| 4.2 Možné scénáře vývoje trhu se zemním plynem v Evropě | 59 |
| 4.2.1 Rozvoj plynovodní a LNG infrastruktury | 59 |
| 4.2.2 Vývoj nabídky zemního plynu | 60 |
| 4.2.3 Vývoj poptávky po zemním plynem | 63 |
| 4.2.4 Porovnání nabídky s poptávkou | 65 |
| 4.2.5 Evropské ekologické cíle a legislativní prostředí | 67 |
| 4.2.6 Očekávaný vývoj ceny zemního plynu v Evropě | 68 |
| 4.3 Pohled na vývoj trhu se zemním plynem po roce 2020 | 75 |
| 5 Ekonomická efektivnost výroby elektřiny a tepla na bázi ZP – modelový příklad | 77 |
| 5.1 Výroba elektřiny a tepla ze zemního plynu | 77 |
| 5.1.1 Paroplynová elektrárna | 78 |

| | | |
|-------|------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.1.2 | Kogenerační motor | 81 |
| 5.2 | Parametry ekonomického hodnocení KVET..... | 82 |
| 5.2.1 | Diskontní sazba | 82 |
| 5.2.2 | Doba porovnání investic | 83 |
| 5.3 | Aplikované ukazatele ekonomické efektivity | 84 |
| 5.3.1 | Čistá současná hodnota (NPV)..... | 84 |
| 5.3.2 | Vnitřní výnosové procento (IRR)..... | 84 |
| 5.3.3 | Roční ekvivalentní cash flow (RCF) | 84 |
| 5.3.4 | Diskontovaná doba návratnosti (DPP) | 85 |
| 5.4 | Hodnocení ekonomické efektivity variant výroby elektřiny a tepla | 86 |
| 5.4.1 | Paroplynová elektrárna..... | 87 |
| 5.4.2 | Kogenerační motory | 92 |
| 6 | Závěr | 101 |
| 7 | Seznam použité literatury | 103 |
| 8 | Seznam obrázků, grafů a tabulek | 109 |
| 8.1 | Seznam obrázků..... | 109 |
| 8.2 | Seznam grafů | 110 |
| 8.3 | Seznam tabulek..... | 112 |
| 9 | Seznam číslovaných příloh | 113 |

Seznam použitých symbolů a zkratk

| | | |
|------------|-----|----------------------------------------------------------------|
| ČR | ... | Česká republika |
| EU | ... | Evropská unie |
| Kč | ... | Koruna česká |
| \$, USD... | | Americký dolar |
| NPV | ... | Čistá současná hodnota |
| IRR | ... | Vnitřní výnosové procento |
| RFC | ... | Roční ekvivalentní tok hotovosti |
| DPP | ... | Diskontovaná doba splacení |
| r | ... | Diskontní sazba |
| CF | ... | Hotovostní toky |
| KCF | ... | Kumulované hotovostní toky |
| DCF | ... | Diskontované hotovostní toky |
| KDCF | ... | Kumulované diskontované hotovostní toky |
| CCGT | ... | Paroplynová elektrárna (Combined Cycle Gas Turbine) |
| CHP | ... | Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (Combined Heat and Power) |
| Btu | ... | Britská tepelná jednotka |
| J | ... | Joule |
| W | ... | Watt |
| LNG | ... | Zkapalněný zemní plyn |
| CNG | ... | Stlačený zemní plyn |
| FID | ... | Finální investiční rozhodnutí (Final Investment Decision) |
| ZP | ... | Zemní plyn |

1 Úvod

Zemní plyn je v dnešní energetice z mnoha důvodů nepostradatelná surovina, která do značné míry ovlivňuje celosvětovou ekonomiku a vývoj cen této komodity hraje klíčovou roli v mnoha odvětvích. Změna cen zemního plynu umožňuje využití některých energetických zdrojů, jako jsou například paroplynové elektrárny v různých provozních režimech. Tato elektrárna může v závislosti na výši cen zemního plynu pracovat jako základní, pološpičkový nebo špičkový zdroj elektřiny. Pro účely této práce bude nejprve provedeno shrnutí charakteristických vlastností zemního plynu, způsobů jeho těžby a přepravy, bude zmíněn jeho výskyt a obchodní trasy, prostřednictvím kterých dochází k jeho přepravě. Budou uvedeny aktuální změny na trhu se zemním plynem, které mají přímý vliv na obchodní trasy a ceny zemního plynu na území Evropy. Následně bude také zmíněn strategický význam zemního plynu. Ve druhé části práce je věnována pozornost posouzení konkurenceschopnosti zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla, jsou zmíněna hlavní specifika trhu se zemním plynem, diskutován způsob určení jeho ceny na základě historického vývoje a očekávaných skutečností predikován vývoj trhu se zemním plynem do budoucna. V závěru této kapitoly je zprostředkován pohled na očekávaný vývoj trhu se zemním plynem po roce 2020. V poslední části práce je provedeno posouzení ekonomické efektivity výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu pro modelový příklad, který vychází z modelovaných scénářů vývoje trhu se zemním plynem do budoucna. Na základě takto získaných výsledků je provedena úvaha o faktorech s významným vlivem na ekonomiku zdrojů na bázi zemního plynu.

2 Trh se zemním plynem – současný stav a výhled do budoucna

2.1 Vznik, složení a vlastnosti zemního plynu

Zemní plyn je velice důležitým prvkem celosvětové energetiky, a aby bylo možné se dále zabývat jeho využitím a ekonomickými parametry, je vhodné nejprve představit způsob jeho vzniku, složení a charakteristické vlastnosti.

Vznik zemního plynu

Na vznik zemního plynu existuje více teorií, ale na základě skutečnosti, že se zemní plyn často vyskytuje spolu s ropou nebo uhlím, se teorie přiklání ke vzniku na bázi postupného rozkladu organického materiálu. K výraznému nárůstu organického materiálu na Zemi došlo přibližně před 700 milióny až jednou miliardou let, kdy se v zemské atmosféře objevilo dostatečné množství kyslíku. K tvorbě organických sedimentů, které následně hrály důležitou roli při vzniku ropy, uhlí a zemního plynu, přispěly nahromaděné pravěké rostlinné zbytky, plankton a odumřelé zbytky organismů. Takto vzniklý organický materiál je charakteristický vysokým podílem uhlíku. [1] Proces vzniku ropy a zemního plynu je realizován dvěma hlavními způsoby, a to konkrétně způsobem termogenním a biogenním.

a) Termogenní způsob vzniku zemního plynu

V případě termogenního způsobu vzniku dochází k současnému působení teplotních a tlakových podmínek působících na horniny bohaté na organickou hmotu nacházející se v dostatečných hloubkách, kde v tzv. ropném okně vznikají kapalné a plynné uhlovodíky. Horniny, které jsou schopné za těchto podmínek produkovat uhlovodíky, jsou nazývány zdrojové. V podmínkách České republiky se ropné okno nachází v hloubkách přibližně 3 500 až 6 000 metrů pod povrchem. Tato hloubka je závislá na tepelném toku v horninách, neboť pro splnění podmínek ropného okna je nezbytné dosáhnout teplot v rozsahu 60 až 160 °C. Dosažená teplota, množství a typ organické hmoty uchovaný v horninách (kerogen – nerozpustný organický zbytek) udávají podobu vznikajících plyných nebo kapalných uhlovodíků. Podle těchto parametrů dochází následně ke vzniku například lehké ropy, těžké ropy nebo plynu s kondenzátem. Při vzniku uhlovodíků ve zdrojové hornině jsou již vzniklé uhlovodíky vytěšňovány nebo unikají prostřednictvím puklin do tzv. kolektorských hornin, což jsou horniny s dostatečnou propustností a porositou, umožňující akumulaci nebo pohyb uhlovodíků. [19]

b) Biogenní způsob vzniku zemního plynu

Biogenní způsob vzniku zemního plynu je založen na přítomnosti dostatečného množství organického substrátu, který při působení řady biogenních vlivů konverguje v ropu nebo zemní plyn. Konkrétně k biogennímu vzniku zemního plynu dochází především v malých hloubkách a při relativně nižších teplotách působením bakterií v organických pozůstatcích akumulovaných v sedimentech. [20, 21]

Druhy zemního plynu

Podle původu vzniku lze dále zemní plyn rozdělit na konvenční a nekonvenční. Těžba konvenčního zemního plynu je v porovnání s těžbou nekonvenčního zemního plynu považována za jednodušší a snáze dostupnou. Za konvenční zemní plyn je považován tzv. volný plyn, který je zachycen v četných, relativně malých, porézních oblastech horninových útvarů z materiálů jako jsou např. pískovce, uhličitany a siltovce. Konvenční zemní plyn se většinou nalézá v ložiscích hluboko pod zemí, ve kterých se zároveň mohou vyskytovat také zásoby ropy. Za nekonvenční je považován zemní plyn z uhlí, tzv. metan uhelných slojí (CBM – Coal-bed Methane), zemní plyn z málo propustných utužených pískovců (tight gas sands), břidlicový plyn (shale gas), zemní plyn hydrogeologických kolektorů a zemní plyn vázaný v hydrátech. Charakteristickým rysem ložisek nekonvenčního zemního plynu je jejich vysoký obsah zemního plynu, který je ale na rozdíl od konvenčního zemního plynu složitější získat. Postupný vývoj nových technologií umožňuje přesnější určení množství zásob nekonvenčního zemního plynu a zlepšuje jeho dosažitelnost. [21]

Složení zemního plynu

Zemní plyn se z velké části skládá z metanu (CH_4) a etanu (C_2H_6) spolu s příměsími propanu (C_3H_8) a butanu (C_4H_{10}), vyšších alkanů, dusíku, kyslíku, oxidu uhličitého, hydrogen sulfidu (H_2S) a v některých případech v malých množstvích také z hélia, argonu a vodíku. [1] V zemním plynu se dále také nachází stopové množství metalických látek, mezi které patří například arsen, selen a uran.

V následující tabulce je uvedeno složení zemního plynu s relativním zastoupením jednotlivých složek.

| Látka | Chemický vzorec | Relativní zastoupení |
|---------------|--------------------------------|----------------------|
| Metan | CH ₄ | 70 až 90 % |
| Etan | C ₂ H ₆ | 0 až 20 % |
| Propan | C ₃ H ₈ | |
| Butan | C ₄ H ₁₀ | |
| Oxid uhličitý | CO ₂ | 0 až 8 % |
| Kyslík | O ₂ | 0 až 0,2 % |
| Dusík | N ₂ | 0 až 5 % |
| Sirovodík | H ₂ S | 0 až 5 % |
| Vzácné plyny | A, He, Ne, Xe | stopové množství |

Tabulka 1: Složení zemního plynu. [10]

Z předchozí tabulky je možné pozorovat, že pro zemní plyn je charakteristickým znakem vysoký obsah metanu a to platí především pro zemní plyn využívaný v domácnostech. Před samotným přívodem zemního plynu do domácnosti je dále jako přísada přidáván ještě odorizér merkaptan, který slouží k jednoznačné identifikaci přítomnosti jinak bezbarvého plynu bez jakéhokoliv charakteristického zápachu. [10]

Existují různé typy zemního plynu, které se liší především v poměru uhlovodíků, které jsou těžší než metan. Podle poměru jednotlivých uhlovodíků je tedy možné zemní plyn rozdělit na tzv. „suchý“, „mokrý“ a „kondenzovaný“. Zemní plyn je považován za suchý v případě, že jeho obsahem je téměř výhradně pouze metan (95 až 98 % obsahu) a došlo k odstranění ostatních uhlovodíků. V případě výskytu ostatních uhlovodíků lze hovořit o tzv. mokřím plynu, který při těžbě přechází v horních vrstvách litosféry do kapalného stavu. Tzv. kondenzovaný zemní plyn je charakteristický vysokým podílem kapalných uhlovodíků a nachází se v kapalném stavu již v samotném ložisku. [21]

Zemní plyn se podle obsahu množství kapalných uhlovodíků dělí na tzv. chudý a bohatý zemní plyn a podle obsahu síry je definováno rozdělení na tzv. kyselý a sladký zemní plyn. Pojmy chudý a bohatý zemní plyn naznačují, jaký je obsah potenciálně využitelných kapalných uhlovodíků obsažených v zemním plynu. Pojmy kyselý a sladký zemní plyn udávají obsah H₂S a CO₂, v praxi se ale tyto pojmy nejčastěji používají pro klasifikaci obsahu H₂S. Sladký zemní plyn obsahuje pouze zanedbatelné množství H₂S, kdežto kyselý zemní plyn obsahuje velmi vysoký podíl H₂S. [21] Další významnou skupinou je zemní plyn s vysokým obsahem inertních plynů, především oxidu uhličitého a dusíku. [2]

Nejvíce využívaným zemním plynem je v současnosti tzv. naftový zemní plyn, který vzniká spolu s ropou. V případě, že je naftový zemní plyn těžen společně s ropou, jedná se především o vlhký zemní plyn s větším podílem vyšších uhlovodíků. Vedle naftového zemního plynu se

dnes hojně využívá i tzv. karbonský zemní plyn, který se z bezpečnostních důvodů odtěžuje při těžbě uhlí. Karbonský zemní plyn je v důsledku svého složení vždy suchým. [2]

Vlastnosti zemního plynu

Zemní plyn je bezbarvý, bez další chemické úpravy nezapáchající a hořlavý plyn. Díky svým vlastnostem je řazen do skupiny topných plynů a v praxi se používá především k vytápění, vaření a ohřevu vody, dále v elektrárnách, teplárnách, kogeneračních jednotkách a také v dopravě. [2]

Z pohledu využití se zemní plyn vyskytuje ve dvou formách, kde první z nich je tzv. CNG (Compressed Natural Gas) a jde o stlačený zemní plyn při tlaku přibližně 200 barů. Druhou variantou je tzv. LNG (Liquefied Natural Gas), což je zkvalněný zemní plyn při teplotě -162 °C . V tabulce 2 jsou uvedeny průměrné hodnoty základních vlastností zemního plynu. [2]

| Vlastnost | Hodnota |
|------------------------------|-------------------------------------------------|
| Výhřevnost | $34,08\text{ MJ/m}^3$ |
| Spalné teplo | $37,82\text{ MJ/m}^3$ |
| Hustota | $0,69\text{ kg/m}^3$ |
| Meze výbušnosti | 5 – 15 % |
| Zápalná teplota | 650 °C |
| Množství spalovacího vzduchu | $9,56\text{ m}^3\text{ vzduchu/ m}^3\text{ ZP}$ |
| Teplota plamene | $1\ 957\text{ °C}$ |

Tabulka 2: Vlastnosti zemního plynu. [2]

2.2 Způsoby těžby a přepravy

Těžbu zemního plynu je možné rozdělit do dvou kategorií. V prvním případě jde o těžbu zemního plynu v podobě degazačního plynu, kdy dochází z bezpečnostních důvodů k odsávání plynu při těžbě černého uhlí. Alternativně je možné zemní plyn těžít z uhelných slojí na dlouhodobé bázi. Druhým případem je těžba zemního plynu, vyskytujícího se spolu s ropou. Tento typ zemního plynu se většinou nachází v porézních horninách obklopených nepropustnými materiály a vodou. V tomto případě dochází k extrakci zemního plynu prostřednictvím vrtů vedených přímo do porézní horniny, která se nachází většinou v hloubce 3 až 8 km pod povrchem země. Zemní plyn může pocházet z pevninských ložisek nebo z ložisek pod hladinou moře.

Od roku 2009 došlo k významnému rozvoji těžby břidlicového plynu v USA, což umožnil především rozvoj technologie šikmých vrtů a hydraulického štěpení. Ložiska břidlicového plynu mají spíše horizontální charakter a zemní plyn je poměrně silně zadržován ve struktuře břidlice, z tohoto důvodu by realizace pouze vertikálního vrtu nebyla efektivní a místo toho je realizován jeden vertikální vrt, ze kterého jsou následně vedeny vrty horizontální. Vytvoření samotných vrtů ještě ale nestačí pro uvolnění dostatečného množství zemního plynu a proto je pomocí procesu zvaného hydraulické štěpení v hornině vytvořeno velké množství trhlin, prostřednictvím kterých se může plyn šířit. Při hydraulickém štěpení je do vrtu pod tlakem napumpováno velké množství vody a písku s malou příměsí chemických přísad, jejichž složení se obvykle v průběhu štěpení obměňuje. Vysoký tlak takto napumpované směsi v břidlici vytvoří trhliny a písek je podrží otevřené i po odčerpání vody, díky čemuž může zemní plyn systémem kanálek unikat vrtem vzhůru. Nevýhodou této metody těžby zemního plynu je riziko znečištění podzemních vod a případné vyvolání seismické aktivity. [4]

Po těžbě zemního plynu následuje jeho úprava pro zajištění požadované kvality pro přepravu a následné užití. Surový zemní plyn těženy z porézních hornin nebo uhelných slojí má většinou vyšší než požadovanou vlhkost a obsahuje prachové částice. Oba tyto prvky je před samotnou přepravou nutné ze zemního plynu eliminovat a proto dochází k čištění a vysoušení zemního plynu. Zároveň také dochází k odstranění dalších uhlovodíků pro zajištění kvalitativních požadavků na zemní plyn. [48]

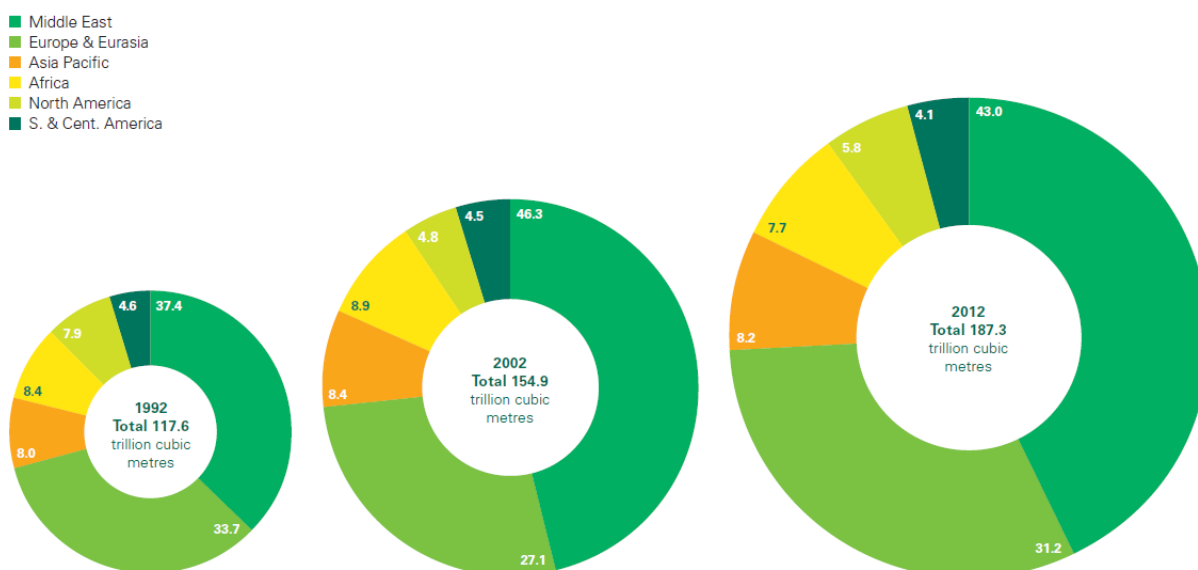
Po těžbě a úpravě zemního plynu je realizována jeho přeprava prostřednictvím plynovodní infrastruktury, případně v podobě CNG a LNG.

2.3 Výskyt zemního plynu

a) Výskyt zemního plynu ve světě

V souvislosti s výskytem zemního plynu jsou velmi důležitým ukazatelem ovlivňujícím jeho cenu celosvětové zásoby. Zásoby zemního plynu je možné rozdělit na zásoby prokázané, pravděpodobné a potenciální.

Za prokázané zásoby zemního plynu lze považovat takové zásoby, které jsou ekonomicky těžitelné při využití současných technologií. Tyto zásoby dosahují přibližně 187 300 mld. m³ a při současném tempu těžby by měly vydržet do roku 2060. V této části je vhodné zmínit, že na velikost prokázaných zásob má významný vliv vývoj metod geologického průzkumu na pevnině a v mořských pobřežních oblastech (šelfech), přičemž 71,7 % světových zásob zemního plynu se nachází na pevnině a 28,3 % v mořských šelfech. Distribuce prokázaných rezerv plynu pro roky 1992, 2002 a 2012 je znázorněna v obrázku 1. [2]



Obrázek 1: Distribuce prokázaných rezerv zemního plynu v letech 1992, 2002 a 2012. [15]

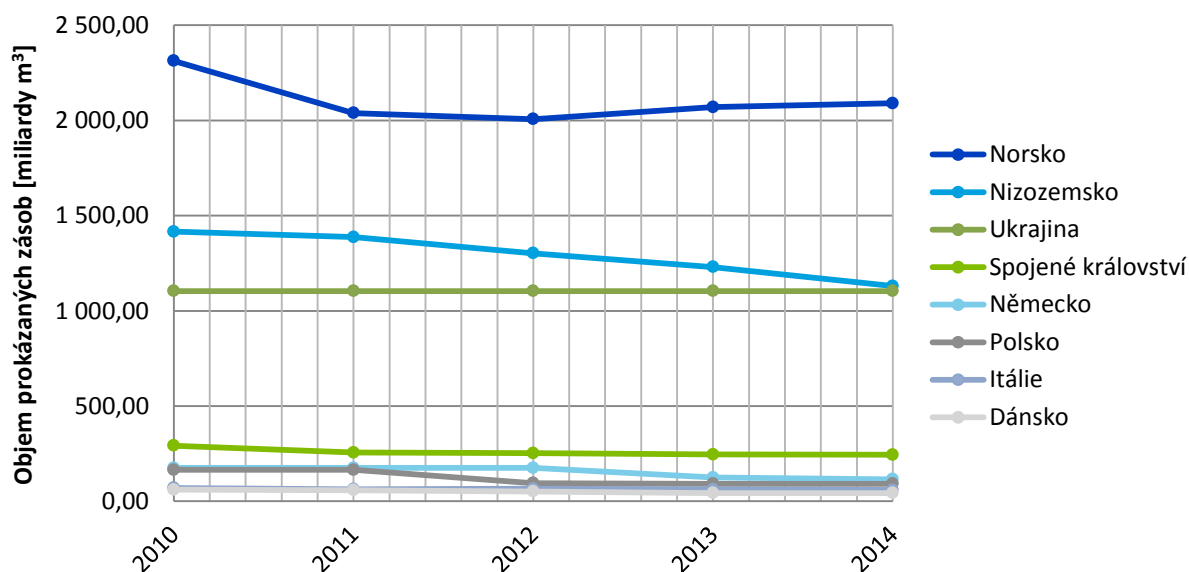
Pravděpodobné zásoby zemního plynu se vyskytují v ložiscích, která vykazují vysokou pravděpodobnost, že budou těžitelná za podobných ekonomických a technických podmínek, jako je tomu u zásob prokázaných. Přesun určitého objemu zásob z této kategorie do kategorie prokázaných zásob v důsledku snazšího přístupu k novým ložiskům je důvodem stále se zvyšujícího objemu prokazatelných zásob zemního plynu. Současné pravděpodobné zásoby dosahují výše 347 000 mld. m³. [2]

Poslední skupinou jsou tzv. potenciální zásoby, někdy také nazývané jako tzv. nekonvenční zdroje. Mezi tyto zdroje patří například hydráty metanu, které mají podobu pevné substance bílé

barvy s 20% obsahem metanu a 80% obsahem vody. Hydráty metanu se nacházejí především v zemské kůře pod dnem oceánů. Podle odhadů dosahují zásoby zemního plynu v podobě hydrátů metanu přibližně 21 000 000 mld. m³. Dalším významným nekonvenčním zdrojem zemního plynu je tzv. CBM (Coal Bed Methane), což je metan, jehož původ je spojován se vznikem černouhelných slojí, kdy dochází k absorpci plynu v černouhelných slojích a jeho vázání v mikroporézní struktuře uhelné hmoty. [2]

b) Výskyt zemního plynu v Evropě

V Evropě reprezentuje významnou roli v oblasti prokázaných zásob zemního plynu Norsko se zásobou 2 070 mld. m³. Dále hraje významnou roli také Nizozemsko s prokázanou zásobou o velikosti 1 230 mld. m³, Ukrajina s prokázanou zásobou 1 104 mld. m³, Spojené království Velké Británie a Severního Irska s prokázanou zásobou 246 mld. m³ a Německo s prokázanou zásobou 125 mld. m³. Veškeré údaje jsou získány na základě odhadů stavu prokázaných zásob pro rok 2013. Vývoj hodnot prokázaných zásob zemního plynu od roku 2010 do roku 2014 je pro Evropské státy s největšími zásobami zobrazen v následující tabulce a grafu. [27]



Graf 1: Prokázané zásoby zemního plynu ve státech s jejich nejvyšším podílem v Evropě. [27]

| Země | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Norsko | 2 312,91 | 2 038,81 | 2 006,81 | 2 069,95 | 2 089,95 |
| Nizozemsko | 1 415,84 | 1 387,52 | 1 302,57 | 1 229,97 | 1 129,98 |
| Ukrajina | 1 104,35 | 1 104,35 | 1 104,35 | 1 104,35 | 1 104,35 |
| Spojené království | 292,00 | 255,98 | 252,98 | 245,99 | 243,98 |
| Německo | 175,56 | 175,56 | 175,56 | 124,99 | 115,99 |
| Polsko | 164,80 | 164,80 | 95,00 | 92,00 | 92,00 |
| Itálie | 69,83 | 63,57 | 66,01 | 62,35 | 59,44 |
| Dánsko | 61,31 | 58,13 | 51,99 | 42,98 | 43,01 |

Tabulka 3: Vývoj hodnot prokázaných zásob zemního plynu v Evropských zemích s jeho nejvyšším zastoupením v miliardách m³. [27]

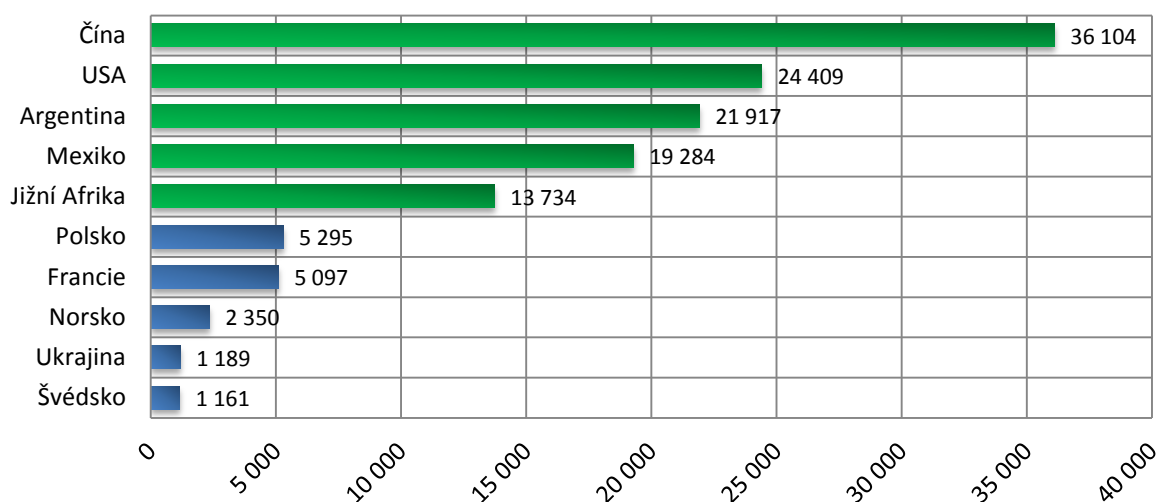
Na základě zaznamenaných hodnot je možné pozorovat, že objem prokázaných zásob na území Evropy má klesající charakter. To je dáno především výrazným poklesem prokázaných zásob v Nizozemsku, Polsku a Německu a jen pozvolným nalézáním jiných zdrojů prokázaných zásob. Otázkou také zůstává těžba nekonvenčních zdrojů zemního plynu v Evropě, jejichž výskyt je prezentován na následujícím obrázku.



Obrázek 2: Výskyt hlavních zdrojů nekonvenčního zemního plynu v Evropě. [28]

Potenciál pro těžbu nekonvenčního zemního plynu byl v Evropě identifikován v Polsku, Německu, Francii, Nizozemí, Švédsku, Dánsku, Maďarsku, Ukrajině, Rumunsku, Turecku a ve Spojeném království. [28]

Významnou roli přitom v současnosti a v důsledku událostí posledních let hraje především břidlicový zemní plyn. Těžba břidlicového zemního plynu je v mnoha státech považována za citlivé téma z důvodu spekulací o riziku znečištění podzemních vod, ovzduší a případném vyvolání seismické aktivity. V USA došlo k výraznému rozvoji těžby břidlicového plynu po roce 2009, což bylo umožněno především vhodnými lokálními legislativními a demografickými podmínkami. Těžba břidlicového plynu představuje možnost diversifikace dodávek zemního plynu do Evropy a zvýšení její energetické nezávislosti. Možnost realizace těžby ale záleží na nařízení Evropské komise a rozhodnutí jednotlivých států. Z důvodu vyšší hustoty osídlení a odlišné hloubky nalezišť břidlicového plynu v Evropě je také nutné zvážit technicko - ekonomické parametry těžby, které se budou lišit od hodnot při realizaci těžby v USA. Pro znázornění rozsahu technicky těžitelných zdrojů jsou v následujícím grafu uvedeny zdroje břidlicového plynu pro pět zemí s nejvýznamnějším zastoupením celosvětově a pět zemí nejvýznamnějším zastoupením v Evropě.



Graf 2: Technologicky těžitelné zdroje břidlicového plynu dle jednotlivých zemí pro pět zemí s nejvýznamnějším zastoupením celosvětově a pět zemí nejvýznamnějším zastoupením v Evropě v roce 2013 v miliardách m³. [29]

2.4 Největší producenti a exportéři zemního plynu

V posledních letech dochází k růstu trhu se zemním plynem, především díky novým technologiím jeho získávání, rozvoji plynové infrastruktury v podobě plynovodů a přepravy ve formě LNG. Zemní plyn představuje pro mnoho zemí atraktivní řešení v případě hrozícího výpadku dodávky energie a také jako ekologicky přijatelnou alternativu k uhlí a jiným fosilním palivům.

V následujících bodech je uvedeno pět celosvětově největších producentů zemního plynu v roce 2013 včetně velikosti jejich exportu a podílu na celosvětové produkci.

1. USA

Největším producentem zemního plynu na světě byly v roce 2013 Spojené státy americké (USA). V tomto roce dosáhla jejich produkce hodnoty 689 miliard metrů krychlových, což představuje přibližně 19,8 % celosvětové produkce roku 2013. K výraznému nárůstu množství zemního plynu těženého na území USA došlo především v důsledku rozvoje těžby břidlicového plynu po roce 2009. Velikost exportu zemního plynu v roce 2013 dosáhla hodnoty 45 miliard metrů krychlových.

2. Rusko

Druhým největším producentem a zároveň největším exportérem zemního plynu pro rok 2013 je jednoznačně Rusko s odhadovanou produkcí zemního plynu 671 miliard metrů krychlových v roce 2013, což představuje 19,3 % celosvětové produkce zemního plynu. V roce 2013 dosáhla hodnota exportovaného množství zemního plynu 203 miliard metrů krychlových, což jednoznačně řadí Rusko na první místo v oblasti exportu této komodity. Hlavními odběrateli zemního plynu z Ruska jsou země Evropské unie, především Itálie, Německo, Francie, Velká Británie a Španělsko. Většina produkce zemního plynu Ruska je řízena společností Gazprom. [4]

3. Katar

Třetím největším producentem zemního plynu je Katar, jehož produkce v roce 2013 dosáhla hodnoty 161 miliard metrů krychlových. Z hlediska exportovaného množství zemního plynu se Katar nachází celosvětově na druhém místě s objemem 121 miliard metrů krychlových pro rok 2013. [5]

4. Irán

Čtvrtým největším producentem zemního plynu je Irán s produkcí zemního plynu v roce 2013 odpovídající hodnotě 159 miliard metrů krychlových. Odhadované zásoby zemního plynu na území Iránu představují 15,8 % celosvětových zásob zemního plynu, což do budoucna může představovat významnou strategickou výhodu. Z hlediska exportu dosáhlo množství exportovaného zemního plynu v roce 2013 hodnoty 4,4 miliard metrů krychlových. [4]

5. Kanada

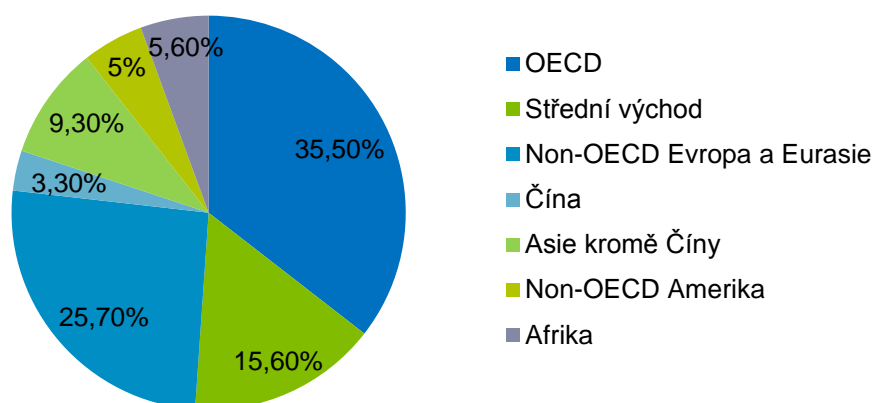
Pátým největším producentem zemního plynu na světě v roce 2013 byla Kanada s přibližnou produkcí 155 miliard metrů krychlových, což představuje 4,5 % celosvětové produkce roku 2013. Z hlediska exportu se Kanada celosvětově nachází na čtvrtém místě s hodnotou 54 miliard metrů krychlových zemního plynu v roce 2013. [5]

Mezi celosvětově největší exportéry zemního plynu patří Rusko, Katar, Norsko a Kanada. Jednotlivé údaje za rok 2013 jsou pro účely názornosti a lepšího porovnání prezentovány v následující tabulce největších producentů zemního plynu. Tyto údaje zahrnují exporty plynu realizované prostřednictvím plynovodů a ve formě LNG.

| Pořadí | Země | Produkce [mld. m ³] | Export [mld. m ³] | Podíl na celosvětové produkci |
|--------|--------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 1 | USA | 689 | 45 | 19,8 % |
| 2 | Rusko | 671 | 203 | 19,3 % |
| 3 | Katar | 161 | 121 | 4,6 % |
| 4 | Irán | 159 | 4,4 | 4,6 % |
| 5 | Kanada | 155 | 54 | 4,5 % |

Tabulka 4: Porovnání velikosti produkce a exportu zemního plynu v pěti státech s největším podílem na celosvětové produkci zemního plynu. [5]

Pro souhrnné porovnání v globálním měřítku je níže uveden graf udávající informaci o výši produkce zemního plynu v jednotlivých lokalitách po celém světě. Celosvětová produkce zemního plynu v roce 2013 dosáhla hodnoty 3 479 miliard metrů krychlových.



Graf 3: Porovnání produkce zemního plynu v celosvětovém měřítku v roce 2013. [5]

2.5 Obchodní trasy – dálková přeprava zemního plynu

Po těžbě a zpracování zemního plynu následuje jeho přeprava, kterou je možné v dnešních podmínkách považovat především za dálkovou. Upravený zemní plyn je možné dálkově přepravovat potrubím nebo ve zkapalněném stavu ve formě LNG tankerů.

V případě potrubní přepravy je využíváno sítě plynovodů, ve kterých je plyn přepravován pod vysokými tlaky. V moderních plynovodech je dosahováno tlaku až 10 MPa a jejich průměr často přesahuje jeden metr (např. v ČR je přibližně 400 km plynovodů s průměrem 1400 mm). Jednotlivé plynovody se od sebe neliší pouze využívaným tlakem a rozměry, ale také způsobem a místem uložení. Pokud je to možné, jsou plynovody vedeny po souši, ale v některých případech mohou být také položeny na mořském dně, jako je tomu například u přepravy zemního plynu z nalezišť v Severním moři nebo Africe do Evropy. [6]

Alternativním a dnes již poměrně hojně používaným způsobem přepravy zemního plynu je přeprava tankery. Tento způsob přepravy se používá především pro přepravu zemního plynu přes moře a na velké vzdálenosti. Jako příklad lze uvést přepravu stlačeného zemního plynu (CNG, PNG) a zkapalněného zemního plynu (LNG) z Alžírsko, Nigérie nebo Austrálie do Evropy. Při procesu stlačování nebo zkapalňování zemního plynu dochází k až 600-ti násobnému snížení objemu a následnému přečerpání do tankeru. Takto přepravovaný zemní plyn je v cílovém terminálu přečerpán do zásobníků, odkud se postupně odpařuje a dodává do plynovodních systémů. [6] Nevýhodou tohoto způsobu přepravy zemního plynu jsou vyšší náklady na samotnou přepravu, které jsou dány jak investiční náročností regasifikačních terminálů, plynových zásobníků a tankerů, tak i náklady na přepravu LNG tankery.

V případě přepravy zemního plynu na kratší vzdálenosti dochází k využívání menších plavidel, nákladních automobilů a nákladních vlaků. Tyto způsoby přepravy jsou v souvislosti s rozšířenou LNG infrastrukturou často využívány především v západní Evropě. [33]

Zásobování Evropy zemním plynem

Zásobování Evropy zemním plynem je realizováno především z oblastí Ruska a kontinentálního šelfu Severního moře. V Rusku je zemní plyn těžen především v západosibiřských oblastech a do Evropy proudí přes plynovody na území Běloruska, Ukrajiny a v oblasti Baltského moře. Dále se zemní plyn do zemí Evropské unie dostává především přes plynovody na území Polska, Slovenska a České republiky. Většina zemního plynu z Ruska proudícího přes území České republiky představuje tzv. tranzitní zemní plyn, který je určen ke spotřebě v západoevropských zemích. Tento zemní plyn patří mezi plyny typu H, které jsou využívány ve většině evropských zemí a zpravidla obsahují více než 90 % metanu a méně než 5 % nehořlavých látek.

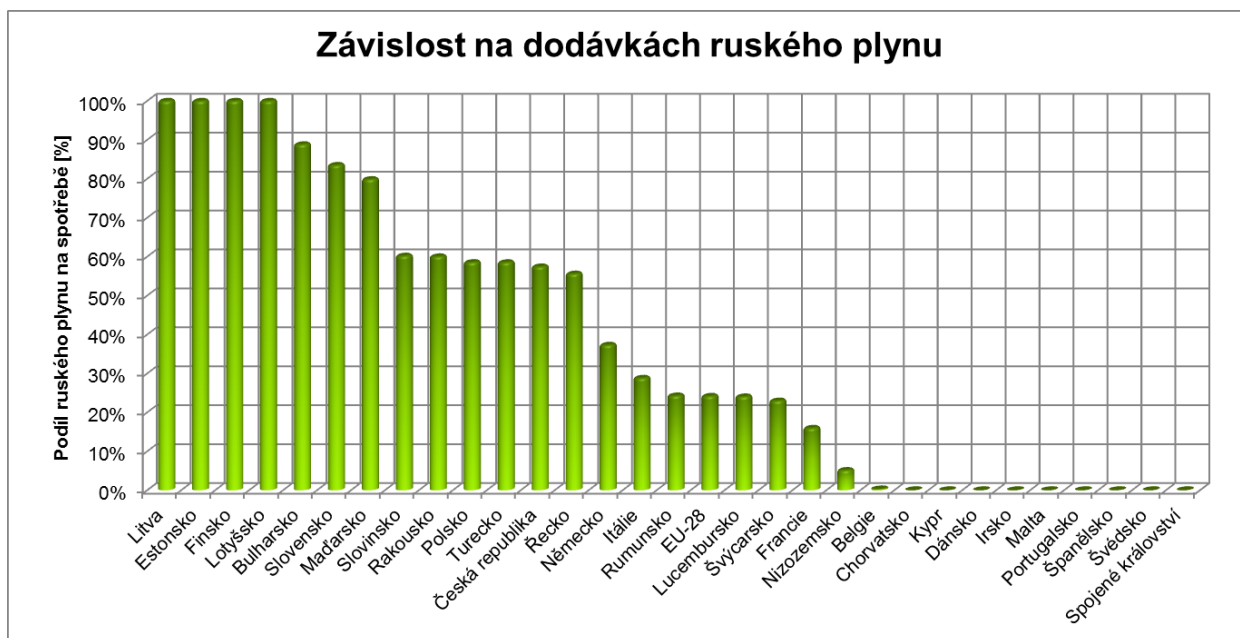
Mezi hlavní plynovody vedoucí zemní plyn z Ruska do Evropy patří plynovod „Bratrství“, který se nachází na Ukrajině, plynovod „Yamal“ nacházející se v Bělorusku a plynovod „Nord Stream“, který je uložen na dně Baltského moře a vede do severního Německa. Hlavní plynovody vedoucí z Ruska do Evropy jsou zobrazeny na následujícím obrázku.



Obrázek 3: Plynovody vedoucí plyn z Ruska do evropských zemí. [36]

Z výše uvedeného obrázku je možné pozorovat, že plynovody jsou vedeny především přes země, se kterými není vždy Rusko v příznivém politickém vztahu a hrozí tak riziko přerušení dodávky zemního plynu do Evropy. Tato situace nastala v zimě roku 2009, kdy v důsledku sporů mezi Ukrajinou a Ruskem došlo k zastavení dodávek zemního plynu do Evropy a tento stav trval celých 13 dní. Podobným konfliktem menšího rozsahu byla situace, která nastala mezi Ruskem a Běloruskem v roce 2007, kdy Rusko žádalo o vyrovnání dluhu ve výši 456 milionů dolarů. Výsledkem bylo snížení dodávek plynu do Běloruska o 45 % při zachování dodávek

zemního plynu do ostatních Evropských zemí. Relativně „bezpečným“ plynovodem z hlediska spolehlivosti dodávek se jeví být plynovod „Nord stream“ v důsledku velmi dobrých Německo-Ruských obchodních vztahů. Tento fakt přispívá k současné situaci, kdy se Evropské společnosti rozhodují pro rozšíření kapacity pro zpětný tok plynovodů v případě přerušení dodávek zemního plynu z Běloruska nebo Ukrajiny. [37]



Graf 4: Závislost jednotlivých Evropských zemí na dodávce zemního plynu z Ruska v roce 2012.

[38]

Mezi země, které byly v roce 2012 nejvíce závislé na importu ruského plynu na základě výše uvedeného obrázku, evidentně patří Litva, Estonsko, Finsko a Lotyšsko se 100% závislostí na importu ruského plynu. Česká republika byla v roce 2012 závislá na importech z Ruska z 57 % a EU-28 celkově z 24 %. Vysoká míra závislosti dodávky zemního plynu pouze na jednom dodavateli znamená nemožnost nebo pouze omezenou možnost diversifikace dodávek a výběru dodavatele, resp. ceny komodity. Tato situace umožňuje dodavateli prosazovat vlastní politické zájmy pomocí hrozby vyšších cen a také případného omezení dodávky komodity.

Charakteristickým příkladem byla v posledních letech Litva, kde byla cena zemního plynu dodávaného ruským Gazpromem znatelně vyšší než ve zbytku Evropy. V souvislosti s tímto faktem se Litva rozhodla využít své geografické lokace na pobřeží a vybudovat regasifikační terminál pro LNG. LNG by touto cestou mělo do Litvy začít proudit na počátku roku 2015 a terminál svou kapacitou dokáže poskytnout vyšší dodávku zemního plynu, než jaká je jeho lokální spotřeba, což zajistí její nezávislost na dodávkách z Ruska a možnost zásobovat okolní země v případě potřeby.

Krymská krize

Za zmínku v souvislosti se závislosti na dodávce zemního plynu z Ruska stojí také konflikt mezi Ruskem a Ukrajinou, ke kterému došlo v letech 2013 až 2015. V souvislosti s tímto konfliktem se hovoří především o tzv. Krymské krizi. Samotné nepokoje na Ukrajině vypukly koncem listopadu 2013 v důsledku nepodepsání asociační dohody s EU kvůli nátlaku ze strany Ruska. Postupně docházelo ke stupňování napětí až do února 2014 a během března obsadily ruské jednotky Krym. Krymská autonomní vláda přijala rozhodnutí o referendu za vyhlášení nezávislé Krymské republiky, která by se mohla připojit k Ruské federaci. V hlasování se většina hlasujících vyslovila pro připojení k Rusku, což EU ani USA neuznaly a na Rusko uvalily sankce. V této oblasti je zejména zajímavý fakt, že Ukrajina má v oblasti Krymu a Černého moře jedny z největších potenciálních nalezišť zemního plynu v Evropě. V roce 2013 podepsal Ukrajinský prezident Viktor Janukovič kontrakt s těžařskou společností Shell na průzkum potenciálních ložisek a budoucí těžbu břidlicového plynu v hodnotě deset miliard dolarů. Ukrajina se tímto krokem snažila získat částečnou nezávislost na importu ruského zemního plynu. Dále také těžařský koncern Exxon a některé další západní koncerny plánovaly těžbu břidlicového plynu v oblasti Krymu. [55]

Dalším důležitým státem, který významně zásobuje Evropu zemním plynem, je Norsko. Zemní plyn, který je těžen v norské oblasti Severního moře, je na pevninu dopravován soustavou podmořských plynovodů, které vedou na území Německa, které je zároveň největším odběratelem norského plynu. Tento plyn patří také mezi plyny typu H, ale na rozdíl od ruského zemního plynu obsahuje větší podíl vyšších uhlovodíků a tím i vyšší spalné teplo.

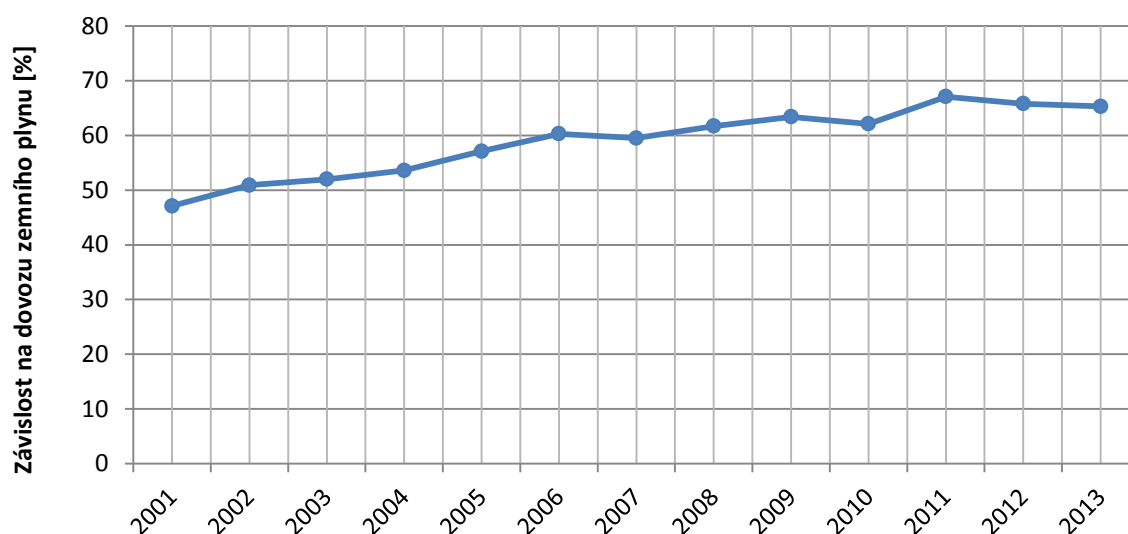
Oblasti Afriky v produkci zemního plynu dominuje Alžírsko, které je zároveň jedním z největších exportérů zemního plynu do Evropy. Zemní plyn z Alžírka je do Evropy dodáván systémem podzemních plynovodů do Španělska a Itálie a dále také ve zkapalněné formě zejména do Španělska, Francie a Itálie. Zemní plyn dodávaný z Alžírka patří také mezi plyny typu H.

Za zmínku v oblasti produkce a exportu zemního plynu stojí také Nizozemí, které se řadí mezi nejvýznamnější západoevropské dodavatele zemního plynu. Nizozemský plyn je dodáván především z ložiska Groningen a řadí se mezi plyny typu L, což značí nižší spalné teplo. [6]

Pro účely realizace analýzy očekávaného vývoje trhu se zemním plynem v Evropě je v následující části kapitoly prezentován historický vývoj závislosti Evropské unie na importu zemního plynu a vývoj struktury importovaného zemního plynu dle místa jeho původu.

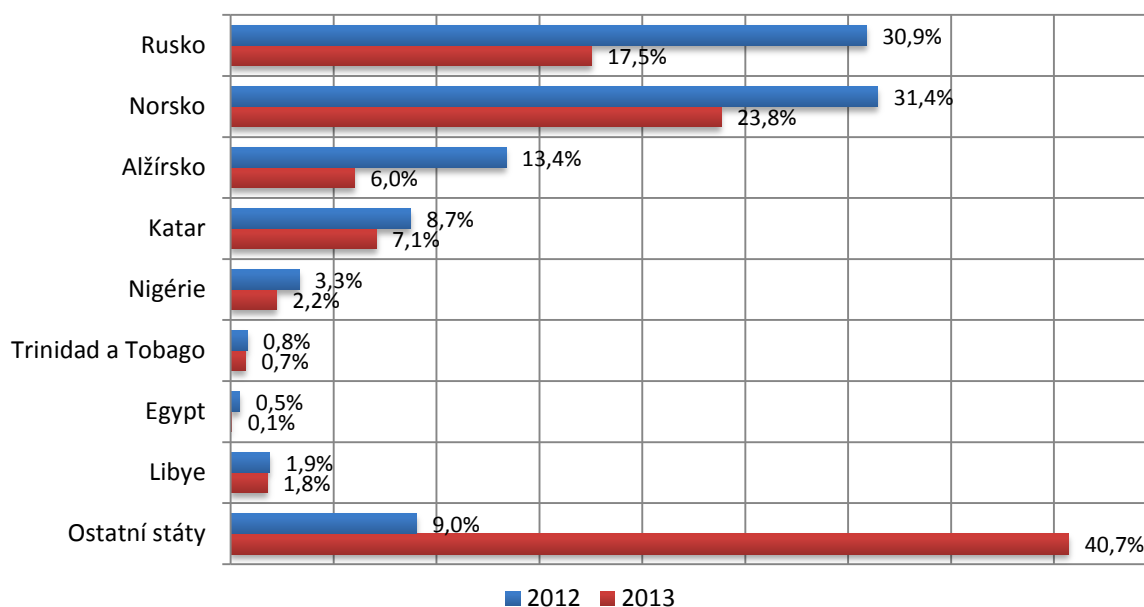
V oblasti zásobování Evropy zemním plynem je velice důležitým pojmem energetická nezávislost, která v případě zemního plynu udává podíl importovaného zemního plynu na jeho

celkové spotřebě. Následující graf prezentuje vývoj podílu importovaného zemního plynu do Evropské Unie zahrnující 28 zemí (EU-28).



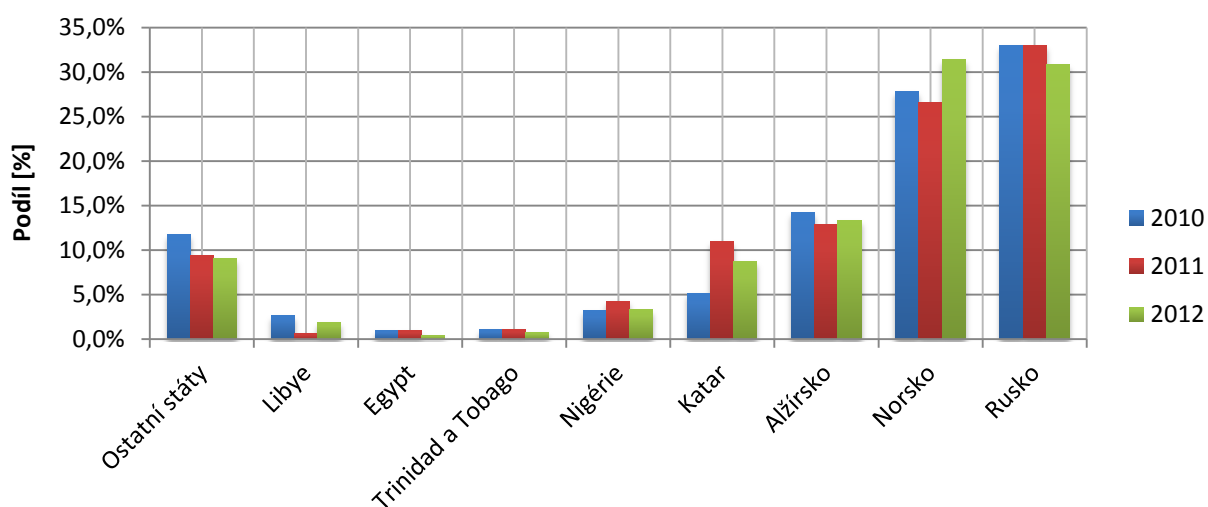
Graf 5: Závislost zemí EU-28 na dovozu zemního plynu. [30]

Významnou roli především v souvislosti s diversifikací zdrojů zemního plynu hraje struktura jeho importů ze zemí mimo EU-28 do této oblasti. Norsko v současnosti nepatří mezi země EU-28. Meziroční vývoj struktury importu zemního plynu do zemí EU-28 je možné pozorovat na následujícím obrázku.



Graf 6: Procentuální zastoupení importů zemního plynu do zemí EU-28 dle země původu. [31]

Z výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že mezi roky 2012 a 2013 došlo k výraznému poklesu importu zemního plynu z Ruska a došlo k jeho nahrazení importem z ostatních zemí, což je ale z významné části způsobeno změnou metodologie pro reporting obchodu se zemním plynem v lednu roku 2013. Nová metodika reportingu zahrnuje importy zemního plynu z poslední tranzitní země do země spotřeby v porovnání s metodikou použitou v předchozích letech, kdy byl importovaný zemní plyn posuzován pouze na bázi místa jeho primární produkce. Pro účely posouzení vývoje struktury importu zemního plynu do Evropské unie jsou tedy v následujícím grafu uvedeny podíly importu dle země původu zemního plynu pro roky, kdy byla metodika jejich hodnocení pro všechny uvedené roky ještě jednotná.



Graf 7: Procentuální podíl jednotlivých zemí na importu zemního plynu do členských zemí EU-28.

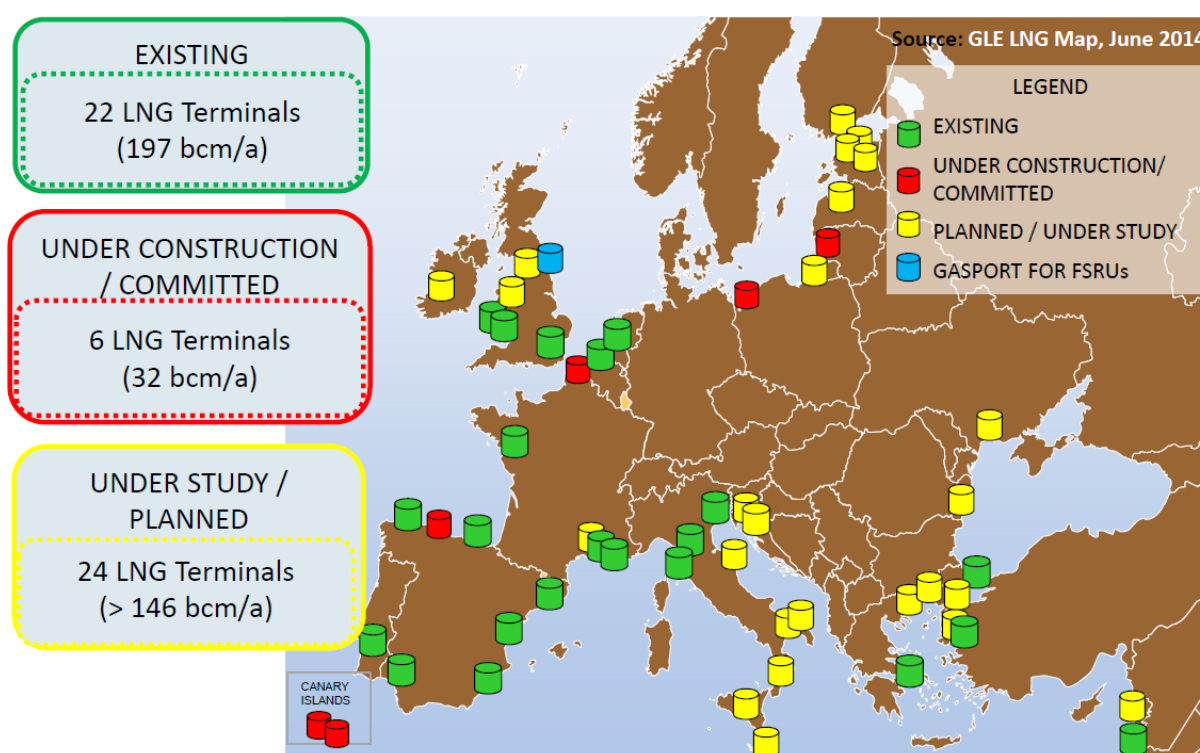
[31, 32]

Na základě výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že dominantní roli z hlediska importu zemního plynu do Evropské unie představuje Rusko a Norsko, následované Alžírskem, Katar a Nigérií. Do roku 2012 hrálo dominantní roli při importu zemního plynu do Evropské unie Rusko. V roce 2012 došlo ale ke změně této situace a na přední místo v uvedené oblasti se posunulo Norsko. Na základě výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že import zemního plynu z Norska do zemí Evropské unie hrál dominantní roli i v roce 2013 a v souvislosti s nepokoji na Ukrajině v roce 2014 je možné očekávat rozvoj tohoto trendu a snahu o zajištění většího množství zdrojů i z jiných oblastí. V současnosti je mezi jednotlivými členskými státy EU možné pozorovat různé strategie diversifikace dodávek plynu. Jednotlivé strategie jsou uvedeny v následujících bodech:

- 1) Budování LNG terminálů
- 2) Investice do výstavby zásobníků zemního plynu
- 3) Diversifikace dodavatelů a nových přístupových cest pro zemní plyn

Zásobování Evropy LNG

V posledních letech je především v souvislosti s rozvojem těžby břidlicového plynu v USA hojně využívaným prostředkem diversifikace dodávek import plynu LNG tankery. V červnu roku 2014 se v oblasti Evropy vyskytovalo celkem 22 LNG terminálů s teoretickou roční kapacitou dosahující 197 miliard metrů krychlových, přičemž ve výstavbě bylo dalších 6 LNG terminálů s roční kapacitou 32 miliard metrů krychlových a plánováno bylo dalších 24 terminálů s roční kapacitou o celkové výši přes 146 miliard metrů krychlových. [32] Detailní mapa rozmístění jednotlivých LNG terminálů včetně doby jejich spuštění a technických parametrů jsou uvedeny v příloze 1. Přehledná mapa jednotlivých realizovaných, dokončovaných a plánovaných LNG terminálů v Evropě je uvedena v následujícím obrázku.

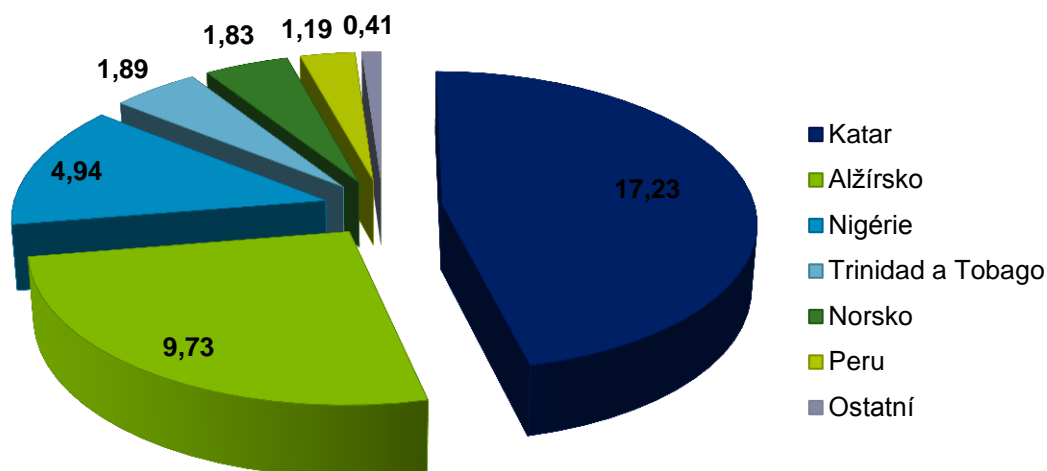


Obrázek 4: Mapa LNG terminálů v Evropě. [33]

Na základě výše uvedeného obrázku je možné pozorovat, že většina existujících LNG terminálů se nachází v západní Evropě a většina plánovaných terminálů v Evropě východní.

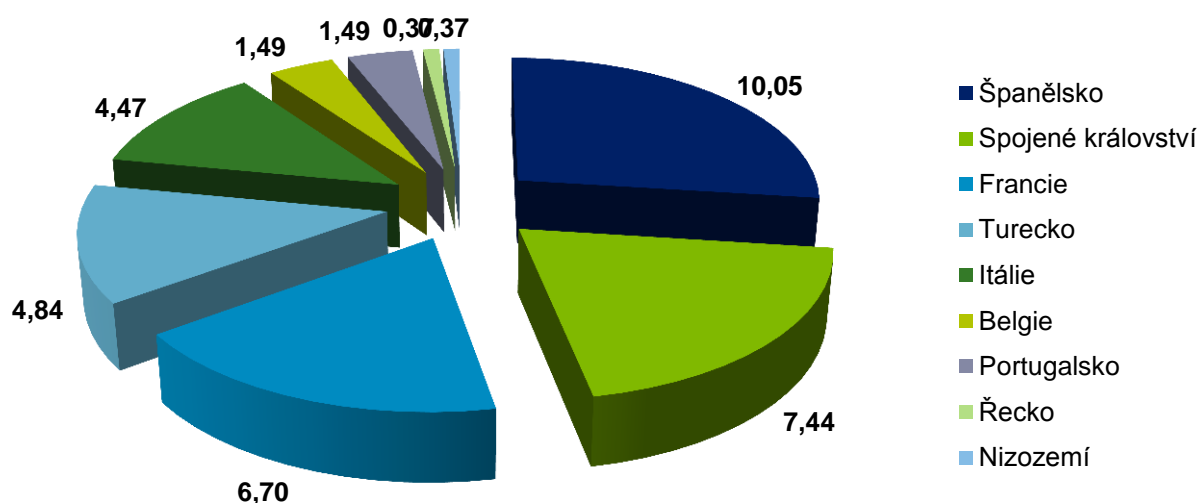
Důležitou otázkou z hlediska diversifikace zdrojů je původ importovaného LNG a země, do kterých je tento plyn dovážen. Hlavním dodavatelem LNG do EU v roce 2013 byl Katar, následovaný Alžírskem a Nigérií. Struktura zemí původu LNG je uvedena v následujícím grafu.

Import LNG do Evropy v roce 2013 [mld. m³]



Graf 8: Import LNG do Evropy v miliardách m³ za rok 2013 dle země původu. [33]

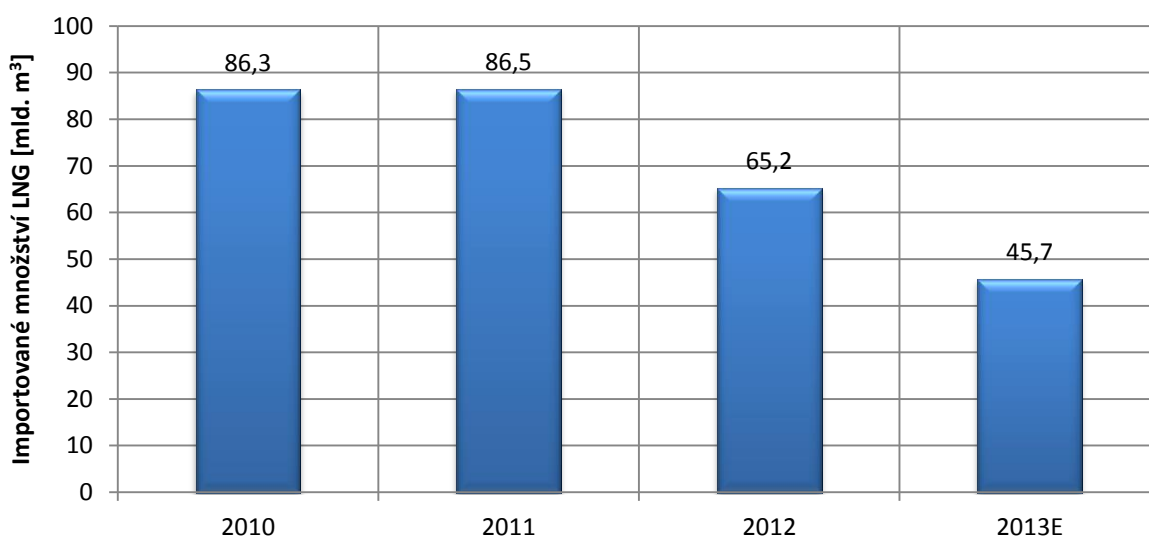
Import LNG Evropskými zeměmi v roce 2013 [mld. m³]



Graf 9: Evropské země importující LNG v roce 2013. [33]

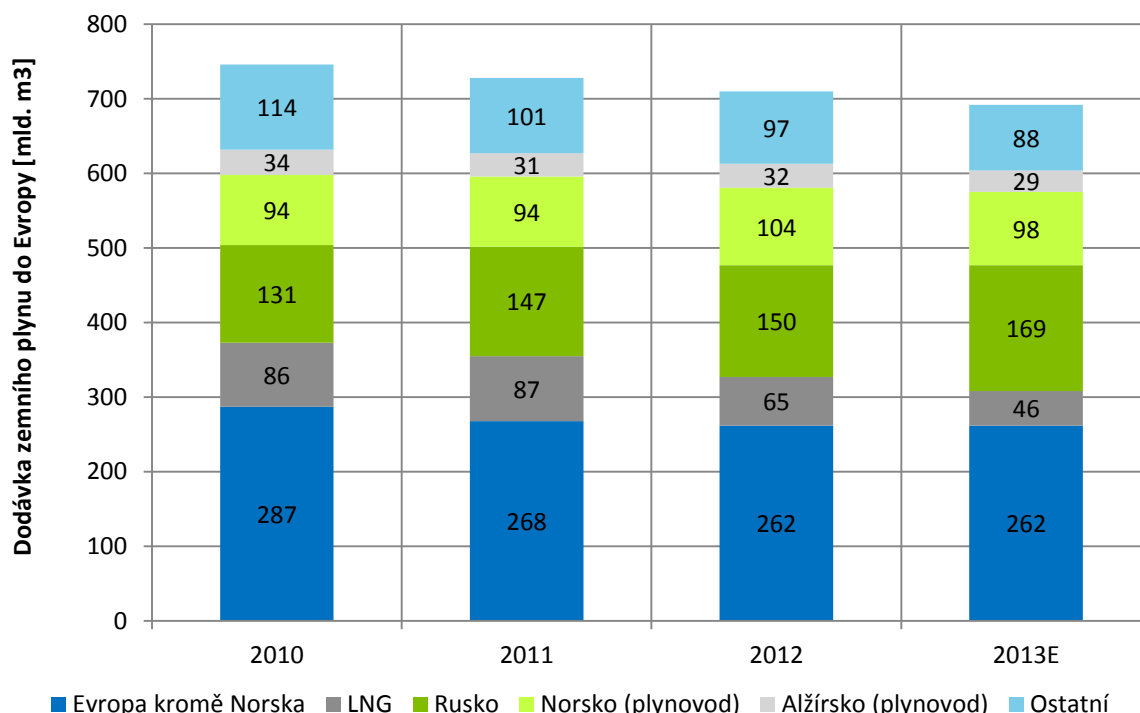
Na základě výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že mezi hlavní Evropské státy využívající LNG v roce 2013 patřilo Španělsko, Spojené království, Francie a Turecko. Tyto země společně v daném roce tvořily více než 75 % Evropské poptávky po LNG.

Z hlediska vývoje importů LNG do Evropy v posledních letech je možné pozorovat klesající tendenci, kdy mezi roky 2011 a 2012 došlo k poklesu množství importovaného zemního plynu o jednu čtvrtinu a mezi roky 2012 a 2013 došlo k poklesu dokonce o jednu třetinu. Na tento vývoj je možné usuzovat z důvodu poklesu poptávky po zemním plynu v Evropě a nárůstu cen LNG v Japonsku v důsledku nehody jaderné elektrárny Fukušima, kdy množství produkované elektřiny z jádra bylo nahrazeno výrobou ze zemního plynu. Konkrétní množství importovaného LNG od roku 2010 je možné pozorovat v následujícím grafu.



Graf 10: Vývoj importovaného množství LNG do Evropy v miliardách metrů krychlových. [33]

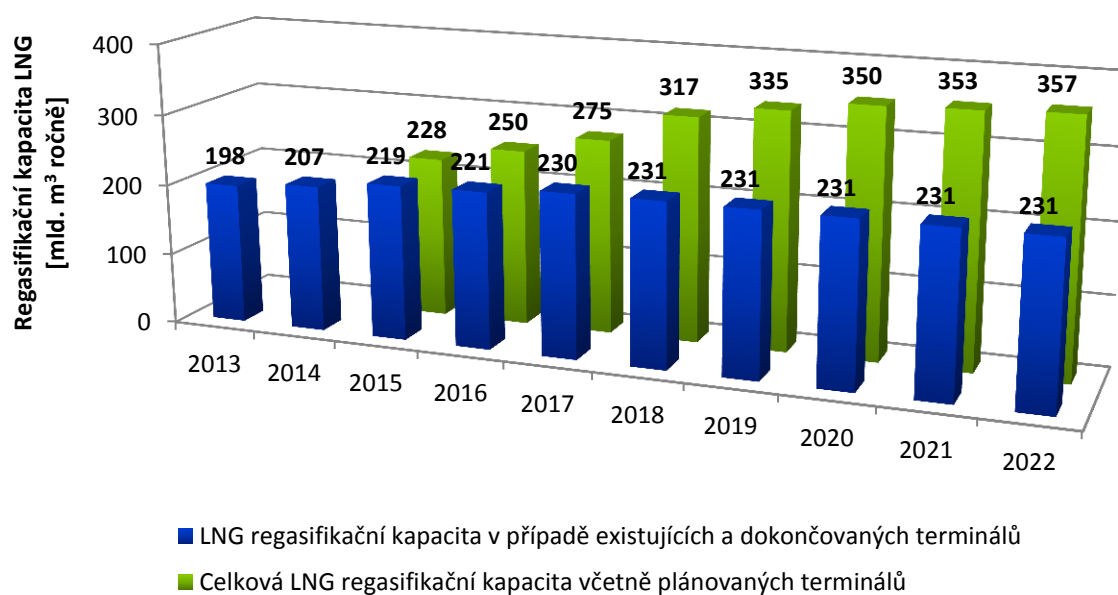
Důležitou roli hraje také vývoj podílu LNG na spotřebě zemního plynu v Evropě. Jak je patrné z následujícího grafu, od roku 2010 docházelo k mírnému poklesu spotřeby zemního plynu v Evropě a výraznému poklesu podílu LNG na této spotřebě. Ve výrazné míře docházelo od roku 2010 k nahrazování importovaného LNG plynem importovaným prostřednictvím plynovodů z Ruska.



Graf 11: Struktura zemního plynu importovaného do Evropy od roku 2010. [33]

V souvislosti s poklesem importovaného LNG do Evropy je vhodné zmínit také vývoj jeho výkupních cen v jednotlivých oblastech ve světě. Celosvětově nejvyšší výkupní ceny LNG byly v roce 2013 v Asii a relativně vysoké ceny byly také v Jižní Americe, proto se LNG importuje především do těchto oblastí. Konkrétně dosahovaly prodejní ceny LNG v březnu roku 2013 v Japonsku přibližně 20 \$/MMBtu, kdežto v Evropě pouze 10 \$/MMBtu, což představuje dvojnásobnou cenu. Během roku 2013 se ceny LNG v Japonsku a Koreje pohybovaly přibližně na dvoj- až trojnásobku evropských cen (Spojené Království, Belgie). V porovnání s cenami prodejního bodu Henry Hub v USA se ceny LNG v roce 2013 v Japonsku pohybovaly čtyř až pětinašobně výše.

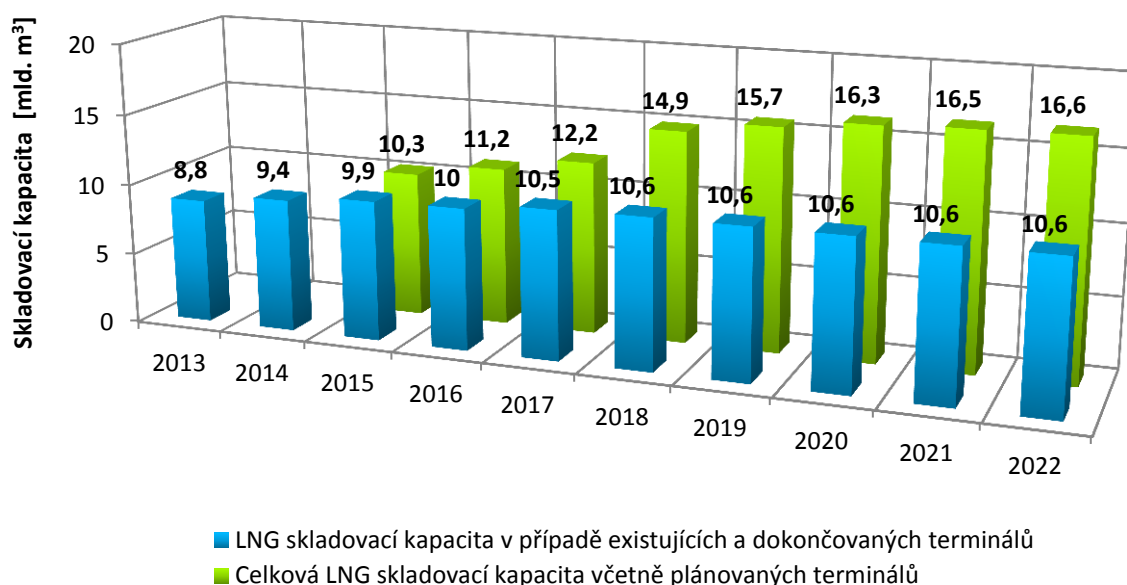
Z hlediska analýzy vývoje trhu se zemním plynem do budoucna hraje důležitou roli současný stav a potenciální budoucí vývoj regasifikační kapacity pro LNG v Evropě, který je uveden v následujícím grafu. Významnou roli v budoucím vývoji trhu se zemním plynem hraje také přístup jednotlivých zemí k jaderné energetice, vývoj poptávky v Asii a exporty ze Severní Ameriky, Východní Afriky a dalších oblastí. [33]



Graf 12: Současný stav a potenciální vývoj regasifikační kapacity LNG terminálů v Evropě. [33]

V důsledku dokončování konstrukce řady LNG terminálů v Evropě je očekáván nárůst regasifikační kapacity LNG minimálně do roku 2018 pokud by nedocházelo k realizaci nových plánovaných projektů. Tento scénář je tedy možné definovat jako minimální z hlediska vývoje regasifikační kapacity LNG v Evropě a hodnota regasifikační kapacity pro LNG by v případě realizace tohoto scénáře do roku 2022 dosáhla 231 miliard metrů krychlových plynu. Druhý scénář, který je možné definovat jako maximální při znalosti současných plánovaných projektů, je dán situací, kdy je očekávána realizace všech výše uvedených plánovaných projektů. V tomto případě by se hodnota regasifikační kapacity pro LNG v Evropě v roce 2022 přiblížila hodnotě 357 miliard metrů krychlových plynu. V souvislosti s výše uvedeným grafem 11 je možné pozorovat, že regasifikační kapacita LNG v Evropě byla podle předpokladů pro rok 2013 využita jen přibližně z 23 %.

V souvislosti s LNG terminály hraje důležitou roli také jejich skladovací kapacita, jejíž současný stav a očekávaný vývoj pro jednotlivé scénáře jsou uvedeny v následujícím grafu.



Graf 13: Současný a potenciální vývoj skladovací kapacity LNG terminálů v Evropě. [33]

Díky nárůstu skladovací kapacity LNG terminálů dochází k dalšímu navýšení zásob zemního plynu v případě nedostatku jeho dodávky a prodloužení doby nezbytné k obnovení jeho dodávek ze zemí původu.

Samotná přeprava LNG je v největším množství realizována prostřednictvím tankerů, ale přibližně 12 % celkových hrubých importů do Evropy je dále překládáno na menší plavidla a distribuováno lokálně. Překládání LNG v Evropě v lednu 2014 podporovalo 10 LNG terminálů především v západní Evropě. Dále je LNG přepravováno prostřednictvím nákladních automobilů v menších množstvích. Tento způsob přepravy LNG nabízelo na počátku roku 2014 čtrnáct LNG terminálů v Evropě. Alternativním způsobem přepravy LNG je také jeho vlaková přeprava. [33]

Podpořit rozvoj využití zemního plynu ve formě LNG a CNG se snaží také Evropský parlament, který 29. září 2014 schválil program „Clean Power for Transport Package“, který představuje pravidla pro zajištění infrastruktury pro využití alternativních paliv v Evropě a pro rozvoj společných technologických prvků, které by mimo jiné měly obsahovat také čerpací stanice s LNG a CNG. Jednotlivé body tohoto programu, které jsou závazné pro všechny členské země Evropské Unie, jsou uvedeny v následující tabulce.

| Požadavek | Rozsah | Lhůta pro splnění |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| Dostupnost elektřiny v městských / příměstských a jiných hustě obydlených oblastech | Adekvátní počet veřejně přístupných bodů | do konce roku 2020 |
| CNG v městských / příměstských a jiných hustě obydlených oblastech | Adekvátní počet přístupných bodů | do konce roku 2020 |
| CNG podél transevropské dopravní sítě | Adekvátní počet přístupných bodů | do konce roku 2025 |
| Elektřina v oblasti pobřeží | Přístavy centrální transevropské dopravní sítě a jiné přístavy | do konce roku 2025 |
| Vodík v členských státech, které se rozhodnou pro jeho rozvoj | Adekvátní počet přístupných bodů | do konce roku 2025 |
| LNG v přímořských přístavech | Přístavy centrální transevropské dopravní sítě | do konce roku 2025 |
| LNG ve vnitrozemských přístavech | Přístavy centrální transevropské dopravní sítě | do konce roku 2030 |
| LNG pro těžká nákladní vozidla | Adekvátní počet přístupných bodů podél centrální transevropské dopravní sítě | do konce roku 2025 |

Tabulka 5: Požadavky EU na jednotlivé členské státy v rámci rozvoje infrastruktury pro využití alternativních paliv v Evropě. [35]

Produkce zemního plynu ve vybraných evropských zemích

Při zaměření pozornosti na produkci zemního plynu v Evropské unii je možné říci, že produkce zemního plynu v zemích EU-28 poklesla mezi roky 2012 a 2013 o 0,7 % na celkových 6 154 000 TJ. V případě uvažování hlavních producentů zemního plynu ze zemí EU-28 je možné pozorovat výrazný meziroční pokles v případě Francie o 29,4 %, Slovenska o 29 %, Rakouska o 28,2 %, Maďarska o 21,2 % a Dánska o 15,8 %. Naproti tomu došlo ke zvýšení produkce zemního plynu v Nizozemsku o 6,8 % a v Rumunsku o 0,3 %. [31]

Nekonvenční zdroje zemního plynu v Evropě

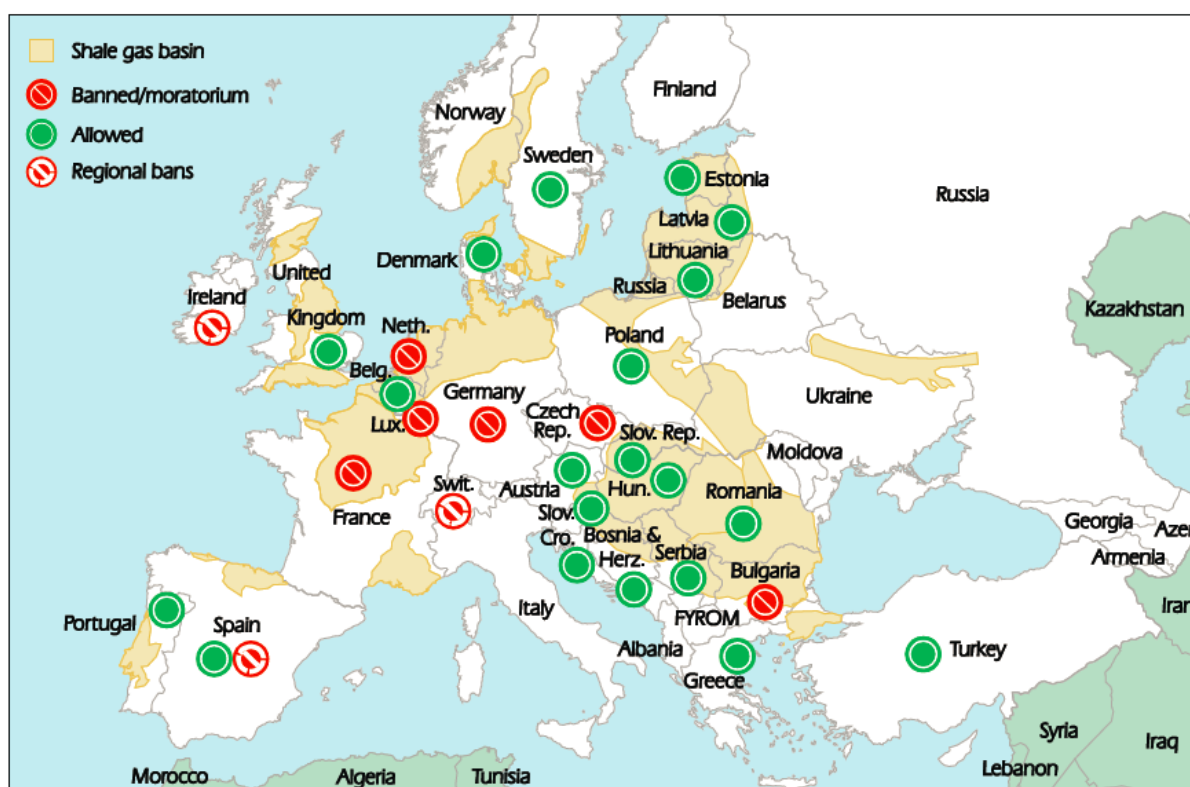
Nekonvenční zdroje zemního plynu představují potenciální faktor zvyšující produkci zemního plynu v jednotlivých oblastech, což umožňuje zvýšení importní nezávislosti na jiných státech. Důležitými faktory pro rozvoj využití nekonvenčních zdrojů na území jednotlivých států jsou místní legislativní podmínky, ekonomické a technické požadavky pro zahájení těžby a také demografické podmínky v místě těžby. Z celosvětového hlediska je nárůst těžby zemního plynu z nekonvenčních zdrojů očekáván především v oblasti Severní Ameriky. Do roku 2020 není v Evropě očekáván výraznější rozvoj těžby břidlicového plynu a případný nárůst těžby je očekáván až od roku 2020. [18]

Situace pro těžbu břidlicového plynu v Evropě je v současnosti výrazně ovlivňována národními legislativními opatřeními. Evropská komise rozhodla po zvažování potenciální regulace

hydraulické těžby (hydraulic fracturing) na začátku roku 2014 neregulovat těžbu zemního plynu, ale místo toho vydala seznam nezávazných doporučení pro jednotlivé členské státy, které by měly implementovat případná opatření. [18]

V zemích, kde těžba břidlicového plynu přichází v úvahu, vyžaduje Evropská komise zohlednění veřejného názoru a provedení posouzení vlivu na životní prostředí před zavedením hydraulické těžby zemního plynu. Evropská komise nadále plánuje provádět hodnocení jednotlivých členských zemí podle aktivit v této oblasti. Na základě takto zjištěných výsledků je v budoucnu možné zavést případná legislativní opatření.

Velké množství Evropských zemí povolilo těžbu břidlicového plynu. Země, které těžbu hydraulickým vtláčením nepovolily tak udělaly většinou kvůli obavám ze znečištění vody, ovzduší a případně vyvolané seismické aktivity. V případě použití jiné metody těžby tohoto plynu by omezení mohla být přehodnocena. Těžba břidlicového plynu metodou hydraulického vtláčení byla zakázána ve Francii, Bulharsku, Nizozemsku, Lucembursku, České Republice a Německu (situace v září 2014). [18]



Obrázek 5: Pozice evropských zemí ohledně těžby břidlicového plynu. [18]

Některé oblasti zemí, ve kterých nebyla těžba břidlicového plynu zakázána, nařídily moratoria. Mezi takové země patří například Švýcarsko, Irsko a Španělsko. Mezi zeměmi, které umožňují těžbu a zpracování břidlicového plynu je jednou z neaktivnějších Velká Británie, která se snaží

motivovat obyvatele k pozitivnímu přístupu k této problematice například podporou příspěvků pro lokální komunity. [18]

Významnou roli hraje také potenciál břidlicového plynu v Polsku. V porovnání se Severní Amerikou se ale zemní plyn v Polsku nachází výrazně hlouběji pod povrchem, což se negativně projevuje na ekonomických parametrech těžby tohoto plynu. V Polsku operuje společnost San Leon s vrtem Lewino, který v současnosti poskytuje 1,2 až 1,7 tisíc metrů krychlových a společnost v budoucnu očekává desetinásobné zvýšení tohoto průtoku.

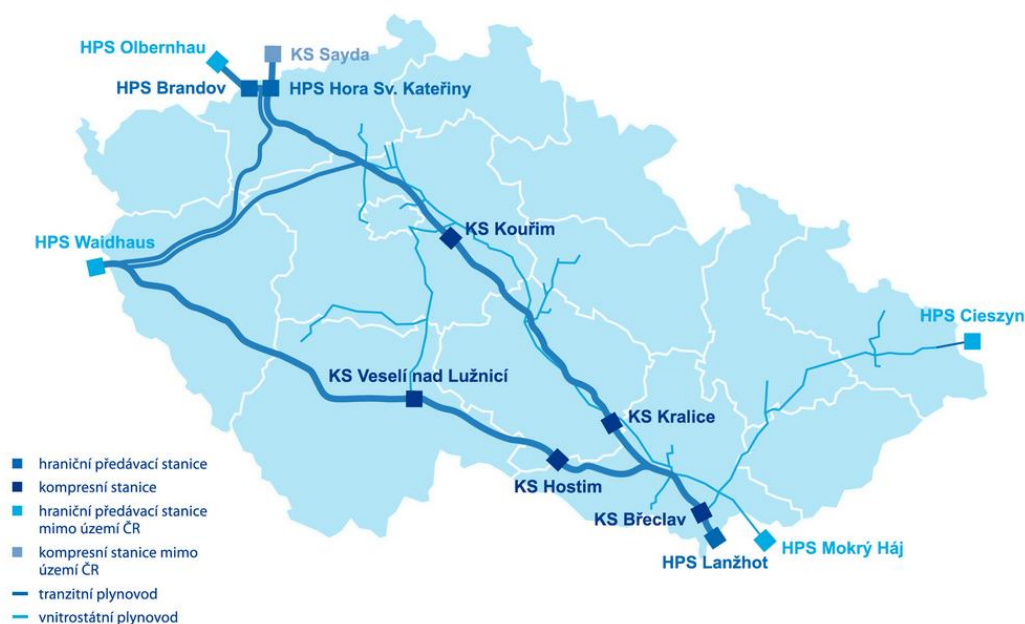
Zásobování České republiky

V České republice se nachází jen nepatrná ložiska zemního plynu. Těžba na jižní Moravě se pohybuje pod hodnotou 100 mil. m³ plynu ročně, což odpovídá pouze přibližně jednomu procentu roční spotřeby zemního plynu v České republice. Mezi hlavní dodavatele zemního plynu do České republiky patří Rusko a Norsko, se kterými jsou uzavřeny dlouhodobé kontrakty na dodávky zemního plynu.

Princip rozvodu zemního plynu je takový, že ze systému dálkové přepravy se dostává zemní plyn přes předávací stanice vnitrostátní soustavy, kde dochází k měření množství odebraného plynu a zároveň také k úpravě jeho tlaku na hodnotu vhodnou pro přepravu ve vnitrostátní síti. [6]

V případě České republiky je majitelem soustavy tranzitních plynovodů společnost Net4Gas, s.r.o., která dříve byla součástí koncernu RWE, ale během března roku 2013 došlo k jejímu odprodeji novým vlastníkům, jimiž jsou německá pojišťovna Allianz a kanadská investiční skupina Borealis. [11]

Tranzitní soustava České republiky je tvořena plynovody o celkové délce 3600 km a její vizualizace je znázorněna na následujícím obrázku.



Obrázek 6: Přepravní infrastruktura zemního plynu v ČR. [11]

vstupu zemního plynu na území České republiky dochází prostřednictvím hraničních předávacích stanic (HPS), kde zároveň dochází k objemovému a kvalitativnímu měření zemního plynu. Mezi hraniční předávací stanice na rozhraní tranzitního plynovodu ČR patří HPS Lanžhot, HPS Brandov, HPS Hora Sv. Kateřiny, HPS Olbernhau a HPS Waidhaus. [11]

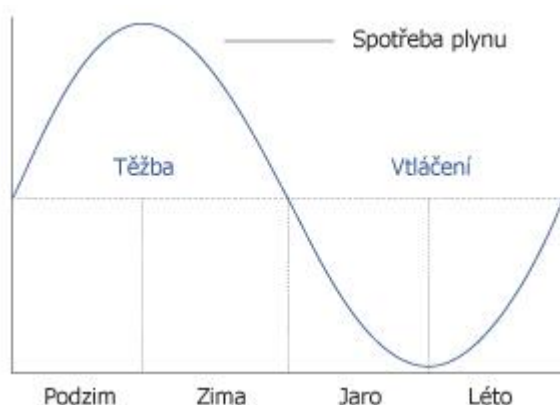
Z dlouhodobého hlediska jsou plánovány rozsáhlé investice do rozvoje plynárenských sítí a zvyšování propojení členských států Evropské unie. Významné plány, týkající se oblasti České republiky jsou snahy o propojení Středovýchodní Evropy z Polska přes ČR až po Chorvatsko. K propojení by mělo dojít prostřednictvím importních terminálů v polském Świnoujście a prostřednictvím chorvatských LNG terminálů Adria na ostrově Krk. Zemní plyn v podobě LNG představuje pro ČR zajímavou příležitost pro diverzifikaci zdrojů plynu. Začátek výstavby tohoto propojení je plánován na rok 2017 s předpokládaným dokončením v roce 2022 a ročně by touto trasou mělo být přepraveno 10 až 15 miliard m³ zkapalněného zemního plynu. [11]

Mezi další významné projekty podporující rozvoj plynárenských sítí patří například plynovod STORK, který od roku 2011 propojuje český podzemní zásobník plynu v Třanovicích na severu Moravy s polskou plynárenskou soustavou přes HPS Český Těšín a ročně přepravuje přibližně 500 milionů m³ zemního plynu. Dalším významným projektem je plynovod Moravia, jehož výstavba je plánována na období mezi roky 2015 a 2017. Cílem tohoto plynovodu je navýšení současné kapacity vedení, které propojuje přenosovou soustavou se zásobníky plynu na severu Moravy. Významným projektem je rovněž plán výstavby propojovacího plynovodu BACI s rakouským Baumgartenem, díky čemuž by bylo v budoucnu snazší získat přístup k plynu, dodávanému prostřednictvím plánovaného plynovodu South Stream. [11]

2.6 Skladování zemního plynu

Velmi důležitou součástí při procesu zásobování zemním plynem jsou úložiště a zásobníky. V České republice hrají významnou roli podzemní zásobníky, které nacházejí své uplatnění především v době vyšší poptávky. Dodávky zemního plynu od producentů v průběhu roku jen nepatrně kolísají, protože dálkové plynovody jsou z ekonomických důvodů dimenzovány na rovnoměrné vytížení během celého roku. Zemní plyn je ve značné míře využíván pro vytápění, a proto je jeho spotřeba v zimě podstatně vyšší než v létě. [6]

K ukládání zemního plynu do podzemních úložišť dochází především v létě, kdy je ho dostatek a k následnému čerpání z úložišť dochází v období zimních měsíců. Základní využití podzemních zásobníků plynu je znázorněno na obr. 7. Alternativní možností zajištění vyšší dodávky zemního plynu v době zvýšené spotřeby je nákup dodatečného množství plynu, které bude pravděpodobně za vyšší ceny a může dosahovat pouze určitého objemu podle přepravní kapacity dálkových plynovodů. [6]

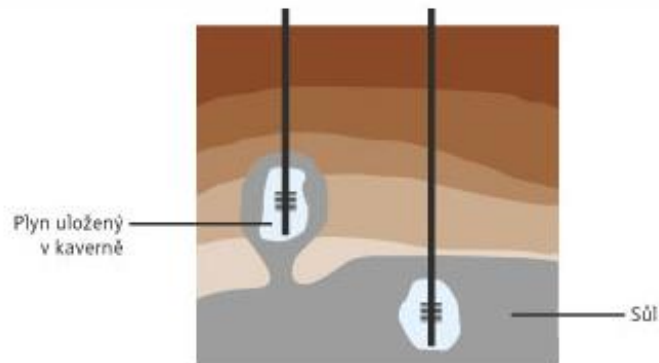


Obrázek 7: Schéma využití podzemních zásobníků plynu během ročních období. [12]

Podzemní zásobníky zemního plynu lze podle účelu rozdělit na dvě skupiny. První skupinou jsou tzv. sezónní zásobníky, které se plní v průběhu léta a ze kterých je v zimním období dodáván plyn do sítě. Tyto zásobníky mají velkou skladovací kapacitu, ale relativně malý denní výkon. Pro výstavbu těchto zásobníků jsou využívána především vytěžená ropná a plynová ložiska, která jsou tvořena podzemními porézními horninovými vrstvami s dostatečnou propustností. [6]

Druhou skupinou podzemních zásobníků jsou tzv. špičkové zásobníky, které slouží pro krytí spotřeby zemního plynu v krátkých obdobích, kdy je krátkodobě nutné dodat do sítě větší množství plynu. Tyto zásobníky jsou na rozdíl od sezónních zásobníků doplňovány na maximální kapacitu i v zimním období. Tyto zásobníky jsou nejčastěji zřizovány v solných kavernách, které vznikly vyloužením části solného ložiska vodou. V některých případech

dochází také k využití jiných podzemních dutin, jako jsou například vytěžené uhelné nebo rudné doly. Výhodou těchto zásobníků je především snadné řízení toku plynu a jejich vysoký vtláčecí a těžební výkon. Na následujícím obrázku je znázorněn kavernový zásobník plynu. [6]



Obrázek 8: Kavernový zásobník plynu. [12]

V současné době se v České republice nacházejí tři provozovatelé podzemních zásobníků plynu. Prvním z nich je společnost RWE Gas Storage, s.r.o., která vlastní celkem šest z osmi zásobníků zemního plynu na území ČR. Mezi tyto zásobníky patří PZP Háje, Dolní Dunajovice, Tvrdonice, Lobodice, Štramberk a Třanovice. Tyto podzemní zásobníky plynu jsou propojeny s plynovodní sítí a společností RWE Gas Storage, s.r.o. označovány jako jeden „Virtuální zásobník plynu“ s celkovou kapacitou 2,32 mld. m³. Dalším provozovatelem podzemních zásobníků plynu je společnost Moravské naftové doly Gas Storage a.s., která vlastní a provozuje podzemní zásobník Uhřice a také zásobník Dolní Bojanovice, který ale patří společnosti SPP Bohemia a.s. PZP Dolní Bojanovice je sice napojen na českou plynovodní soustavu, ale na základě dlouhodobé smlouvy z roku 1999 je jeho skladovací kapacita využívána pro potřeby Slovenska. [13]

Česká republika má dále v pronájmu ještě část zásobníku Láb I-III na území Slovenské republiky. Tento podzemní zásobník plynu je provozován společností Nafta a.s.

Bez uvažování zásobníku Dolní Bojanovice, který je využíván pro potřeby Slovenska, je celková kapacita skladovaného zemního plynu pro Českou republiku 3 mld. m³, což představuje přibližně 34 % roční spotřeby. Rozmístění jednotlivých podzemních zásobníků zemního plynu pro ČR je uvedeno na v následujícím obrázku. [13]



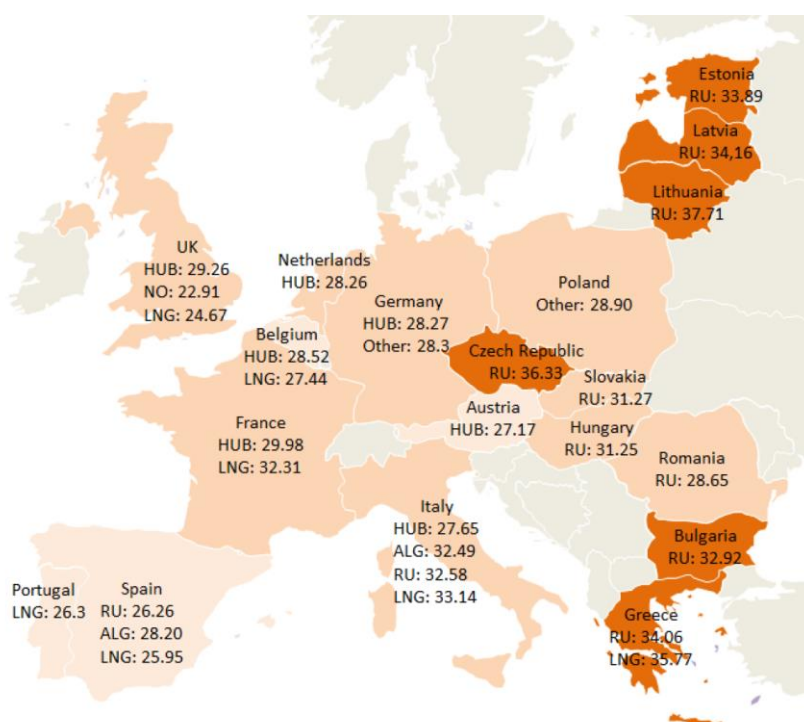
Obrázek 9: Podzemní zásobníky zemního plynu v ČR. [13]

Celosvětová kapacita podzemních úložišť zemního plynu dosáhla na počátku roku 2013 hodnoty 377 mld. m³ a do roku 2030 je očekáván její nárůst na 557 až 631 mld. m³. Na počátku roku 2013 bylo celosvětově zaznamenáno 688 podzemních zásobníků plynu, které v součtu obsahují množství zemního plynu, který by pokryl 10,3 % jeho celosvětové spotřeby v roce 2012. [14]

Z hlediska rozmístění podzemních zásobníků zemního plynu zaujímá vedoucí místo severní Amerika, ve které se nachází více než dvě třetiny všech zásobníků. Celkově se zde nachází 414 zásobníků v USA a 59 zásobníků v Kanadě a jejich celková kapacita dosahuje 152 miliard m³, což je přibližně 40 % celosvětové kapacity podzemních zásobníků. Na druhém místě se z hlediska počtu zásobníků nachází Evropa s celkovým počtem 144 a kapacitou 99 miliard m³. Z hlediska skladovací kapacity se ale na druhém místě nachází Společenství nezávislých států (Arménie, Ázerbájdžán, Bělorusko, Kazachstán, Kyrgyzstán, Moldavsko, Rusko, Tádžikistán a Uzbekistán) s kapacitou 115,5 miliard m³ zemního plynu. [14]

2.7 Aktuální změny na trhu se zemním plynem

Aktuální změny na trhu se zemním plynem jsou motivovány především snahou o snížení cen zemního plynu a zabezpečení jeho dodávek. V Evropě je většina zemního plynu obchodována v rámci dlouhodobých kontraktů, které jsou vázány na ceny ropných produktů, případně na ceny na spotovém trhu. Zároveň je stále patrný trend, že cena zemního plynu dodávaného z Ruska je vyšší v zemích, které mají jen omezené nebo žádné možnosti diversifikace dodávek. Velkoobchodní ceny zemního plynu v Evropě za rok 2013 jsou pro srovnání uvedeny na následujícím obrázku.



Obrázek 10: Porovnání velkoobchodních cen zemního plynu v Evropě v EUR/MWh v roce 2013.

[48]

Z výše uvedené cenové mapy je možné pozorovat, že nejvyšší ceny zemního plynu se pro rok 2013 v Evropě se vyskytovaly v Litvě, České republice, Řecku, Lotyšsku a Estonsku.

Budování LNG terminálů

Litva se v roce 2010 rozhodla pro výstavbu LNG terminálu, prostřednictvím kterého je možné ročně přepravit až 4 mld. m³ zemního plynu, díky čemuž bude Litva schopna 100% nahradit dodávky zemního plynu z Ruska a ušetřit tak až 931 milionů USD po dobu 10 let. Zároveň dojde k diversifikaci přepravních cest pro Lotyšsko a Estonsko, které mají průměrnou roční spotřebu jen cca 1,08 mld. m³, resp. 500 milionů m³ a snížení jejich importní závislosti na Rusku. LNG terminál Klaipėda byl uveden do provozu v druhé polovině roku 2014. [50]

[40]

Samotné vybudování alternativní přepravní cesty ještě nutně neznamená nahrazení dodávek zemního plynu z Ruska, ale jde o významný nástroj pro vyjednávání o nižší ceně. V květnu roku 2014 tak například Litva vyjednala 20% slevu na zemní plyn pocházející z Ruska právě v souvislosti s možnou diversifikací dodávek ve druhé polovině roku. V oblasti baltských států je dále plánována výstavba dalších plynovodů pro zajištění diversifikace dodávek zemního plynu také pro okolní státy. K rozvoji LNG terminálů historicky docházelo především v západní Evropě a do budoucna je plánováno více projektů ve střední i východní Evropě.

Posilování reversních toků plynu

Dalším současným trendem v oblasti trhu se zemním plynem je rozšiřování kapacit pro reverzní toky, což je výhodné z hlediska cen zemního plynu a spolehlivosti jeho dodávek zejména pro východoevropské státy.

Severojižní propojení

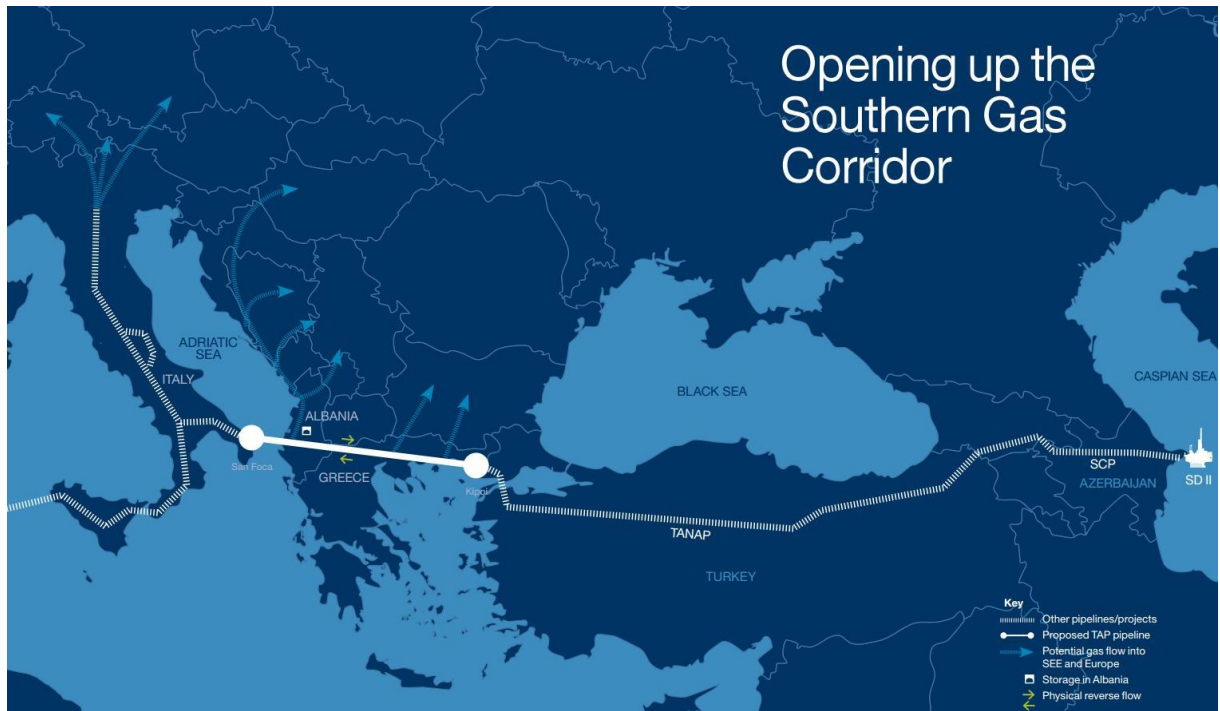
V současnosti je také plánováno několik významných rozšíření plynovodní infrastruktury, které by dokázaly podpořit bezpečnost dodávek zemního plynu do Evropy. Jedním z nejvýznamnějších projektů v této oblasti je projekt severojižního propojení plynárenských sítí v středovýchodní a jihovýchodní Evropě. Konkrétně jde o výstavbu plynárenské infrastruktury pro regionální propojení oblasti a Baltského moře, Jadrana, Egejského moře, Černého moře a východního Středomoří a pro zvýšení diversifikace a bezpečnosti dodávek zemního plynu. K realizaci projektu bude průběžně docházet mezi roky 2012 a 2021. Schematické znázornění plánovaného propojení je uvedeno v obrázku níže.



Obrázek 11: Schéma plánovaného Severojižního propojení. [51]

Jižní koridor

Dalším významným projektem z hlediska rozvoje plynovodní infrastruktury je projekt výstavby jižního koridoru pro přepravu zemního plynu. Cílem tohoto projektu je výstavba infrastruktury pro přepravu zemního plynu od Kaspického moře, ze Střední Asie, Blízkého východu a východního Středomoří do Evropské unie s cílem zvýšit diversifikaci dodávek plynu. Jižní koridor pro přepravu zemního plynu sestává z několika klíčových projektů, jejichž geografické umístění je znázorněno v následujícím schématu.



Obrázek 12: Plánovaný projekt jižního koridoru. [52]

Z výše uvedeného schématu je možné pozorovat, že projekt jižního koridoru je tvořen především následujícími dílčími projekty:

- **Dokončení vrtu Shah Deniz 2 v oblasti Kaspického moře**
- **Plynovod na Jižním Kavkazu (SCPX)**
- **Transanatolský plynovod (TANAP)**
- **Transadriatický plynovod (TAP)**

Jižní koridor je jedním z nejvíce komplexních projektů plynovodní infrastruktury na světě. Na délku dosahuje 3 500 km a prochází přes 7 zemí. Celkové investice všech dílčích projektů dosahují 45 miliard USD.

Klíčovou roli v projektu jižního propojení hraje Transadriatický plynovod, který umožní propojení přepravní plynovodní sítě v Itálii s projekty plynovodů vedoucích z Asie na okraj Evropy. Začátek výstavby plynovou TAP je plánován na rok 2015. Od roku 2018 má potom vrt Shah Deniz začít dodávat první zemní plyn a v roce 2020 je plánováno uvedení plynovodu TAP do provozu a realizace prvních dodávek zemního plynu do Evropy. Plynovod TAP bude mít po svém dokončení přibližně 870 km na délku a během jednoho roku dokáže přenést až 10 miliard m³ zemního plynu. [54]

2.8 Strategický význam zemního plynu

Zemní plyn představuje velice důležitou roli v mnoha zemích především z hlediska energetické bezpečnosti. Pro detailnější analýzu této problematiky je vhodné nejprve vymezit pojem energetická bezpečnost.

2.8.1 Vymezení pojmu energetická bezpečnost

Podle Mezinárodní energetické agentury (IEA) je energetická bezpečnost definována jako schopnost zajištění diverzifikovaných a spolehlivých dodávek zemního plynu, které jsou dostupné v dostatečném množství a za přijatelné ceny. [9]

Problematika energetické bezpečnosti je velice důležitá z hlediska importu energetických surovin, především ropy a zemního plynu. Energetická bezpečnost je jedním ze tří základních témat Zelené knihy „Evropská strategie pro udržitelnou, konkurenceschopnou a bezpečnou energii“, která je výchozím dokumentem pro vymezení budoucího směru vývoje energetické politiky na úrovni EU.

Mezi hlavní priority evropské komise v problematice energetické bezpečnosti patří především zajištění bezpečnosti dodávek, konkurenceschopnost a udržitelnost rozvoje trhů s energiemi. Na jednu stranu jednotlivé priority působí jednoznačně a nezávisle, ale na druhou stranu dochází k vzájemnému působení některých priorit. Za zmínku stojí zejména pozitivní vliv podpory konkurenceschopnosti a udržitelnosti na bezpečnost dodávek. Za účelem zlepšení konkurenceschopnosti došlo k liberalizaci vnitřních trhů s energiemi, což vede k lepšímu propojení energetické sítě a oslabení národních monopolů s uzavřenými dlouhodobými kontrakty. V případě výpadku dodávek zemního plynu je poté možné nakoupit tuto komoditu od jakéhokoliv dodavatele v EU, aniž by daný subjekt byl vázán na předchozí vzájemné smlouvy. [8]

Z hlediska energetické bezpečnosti dále také hrají důležitou roli investice do obnovitelných zdrojů, které lze považovat za prostředek k větší diverzifikaci energetických zdrojů a ke snížení závislosti na importovaných energetických surovinách. [8]

2.8.2 Principy zajištění energetické bezpečnosti

Po definici pojmu energetická bezpečnost je možné se blíže zaměřit na hlavní principy jejího zajištění. Tyto principy jsou shrnuty v následujících bodech.

- 1) **Princip diverzifikace zdrojů a transportních cest**
 - Snaha o rozložení spotřeby mezi několik dodavatelů a transportních cest tak, aby případný výpadek jednoho zdroje významně neohrozil fungování daného státu.
- 2) **Přijetí faktu existence pouze jednoho globálního trhu**
- 3) **Princip záložních zdrojů**
 - Záložní zdroje je možné rozdělit na tzv. volné kapacity, pro udržení stabilní úrovně nabídky v případě výpadku na straně dodavatele, a na národní strategické rezervy, které lze využít v případě přírodních katastrof či teroristického útoku. [8]
- 4) **Uznání vzájemné závislosti producentů a spotřebitelů**
 - Pro spotřebitele hraje největší roli bezpečnost dodávek a pro producenty hraje důležitou roli stabilní odběr. Stabilita obchodu je tedy v tomto případě v zájmu obou zainteresovaných stran.
- 5) **Zajištění dostatku kvalitních informací o aktuální situaci a jejich adekvátním šíření v případě krize**

3 Konkurenceschopnost zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla

V souvislosti s požadavky na snižování emisí a zvyšování účinnosti přeměny energie pro dosažení klimaticko-energetických cílů stanovených Evropskou komisí pro roky 2020 a dále 2030 se zemní plyn jeví jako ideální prostředek z důvodu relativně nízkých emisí škodlivin při spalování v porovnání s jinými fosilními palivy. Mezi hlavní výhody spalování zemního plynu v porovnání například s uhlím nebo kapalnými palivy patří nižší produkce prachu, oxidu siřičitého, oxidu uhelnatého a uhlovodíků.

Důležitou roli při rozhodování o praktickém využití zemního plynu hraje především jeho konkurenceschopnost, která je dána zejména jeho cenou a dostupností. Dostupnost znamená možnost fyzicky zajistit požadované množství zemního plynu na určitém území a je svázána s přítomností plynovodů, případně infrastruktury pro transport zemního plynu ve formách LNG a CNG. Určení ceny zemního plynu je značně specifickou problematikou a bude dále zmíněno v následující kapitole. [22]

3.1 Způsob určení ceny zemního plynu

Jak již bylo uvedeno výše, je cena zemního plynu faktorem, který významně ovlivňuje jeho konkurenceschopnost. Způsob určení ceny zemního plynu značně závisí na uvažované lokalitě. V případě Evropy je charakteristickým rysem stále se rozvíjející infrastruktura a obchodování se zemním plynem především v rámci dlouhodobých kontraktů s indexací cen na ceny ropných produktů. S rozvojem trhu jsou postupně dlouhodobé kontrakty nahrazovány spotovými a future kontrakty navázanými na ceny zemního plynu jednotlivých hubů. Důležitým prvkem při určování ceny zemního plynu je přítomnost jeho zásob v dané oblasti, případně na daném kontinentu. Například v roce 2012 byly tak v důsledku počátku intenzivního využití nekonvenčních zdrojů plynu v USA ceny v Evropě přibližně 5krát vyšší a v Japonsku dokonce 8krát vyšší. Během posledních let je v Evropě možné pozorovat rozvíjející se cenovou konvergenci v důsledku konkurence jednotlivých trhů se zemním plynem, likvidních trhů a zlepšujícího se fyzického propojení. [26]

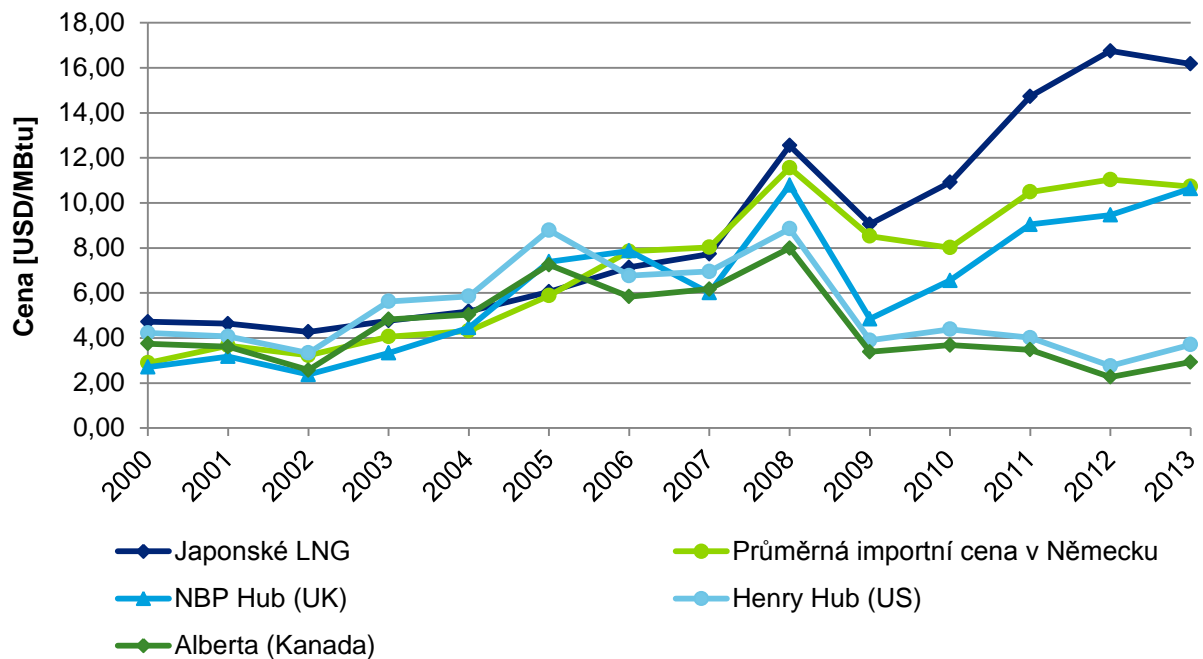
3.1.1 Vývoj oceňování kontraktů se zemním plynem v Evropě

Indexace cen zemního plynu na ceny ropných produktů se v Evropě začala uplatňovat v 60. letech 20. století a následně byla prováděna indexace cen jak pro plyn přepravovaný plynovody, tak i pro LNG. Situace se začala měnit v 90. letech, kdy se Spojené království rozhodlo prosadit liberalizovaný trh se zemním plynem s novými tržními mechanismy a v roce 1998, kdy došlo k propojení Spojeného království s Belgií, se začaly principy komoditních trhů se zemním plynem šířit i v Evropě. V této době se vyskytovaly na území Evropy dva způsoby oceňování zemního plynu. Klasický původní způsob oceňování na bázi indexace cen na ceny ropy se uplatňoval především v kontinentální Evropě, kdežto ve Spojeném království a sousedních zemích se začal prosazovat systém oceňování na základě cen jednotlivých hubů. Jednotlivé regionální trhy, které byly lokálně izolovány z důvodu nedostatečné plynovodní infrastruktury, se začaly propojovat prostřednictvím přepravy LNG, který je dnes často přepravován do zemí s vysokou výkupní cenou, jako je například Čína. [39]

Dvojitý systém oceňování zemního plynu v Evropě fungoval relativně spolehlivě do roku 2008. V roce 2008 došlo v důsledku recese k prudkému poklesu poptávky k nerovnováze těchto dvou mechanismů a dodnes je Evropa na jejich pomezí.

V současnosti je situace na trhu se zemním plynem taková, že celosvětově existuje celá řada oceňovacích mechanismů, které ve výsledku způsobují nerovnováhu na trzích se zemním plynem. V důsledku tohoto faktu dochází k odlišnostem v cenách zemního plynu na jednotlivých

prodejních místech. Porovnání cen zemního plynu na jednotlivých prodejních místech v USD za milion Btu je uvedeno v grafu níže.



Graf 14: Srovnání cen zemního plynu. [43]

Z výše uvedeného grafu je patrné, že zejména v posledních letech došlo k výraznému odchýlení cen zemního plynu v Severní Americe od mnoha jiných obchodních oblastí. K poklesu cen zemního plynu ve Spojených Státech a v Kanadě došlo především v důsledku rozvoje těžby břidlicového plynu v Severní Americe. V důsledku tohoto poklesu se na konci roku 2013 dostala cena zemního plynu prodávaného v Albertě v Kanadě a prostřednictvím obchodní jednotky Henry Hub ve Spojených státech amerických pod hodnotu 4 USD/MBtu. Na druhou stranu je možné pozorovat výrazný nárůst cen zemního plynu v Japonsku mimo jiné také v důsledku nehody v jaderné elektrárně Fukušima, kdy část výroby elektřiny z jádra byla nahrazena plynem a došlo k nárůstu jeho poptávky. Cena zemního plynu v podobě LNG tak v roce 2013 v této oblasti dosahovala hodnoty přes 16 USD/MBtu. Ceny v Evropě jsou ve výše uvedeném grafu reprezentovány dvěma průběhy, průměrnou importní cenou zemního plynu v Německu a cenou zemního plynu nakoupeného prostřednictvím obchodní jednotky NBP Hub ve Spojeném království. V obou těchto případech se cena v roce 2013 dostala na hodnotu přes 10 USD/MBtu, což vypovídá o velikosti rozdílu cen mezi Evropou a Severní Amerikou, kde v Evropě byly v roce 2013 ceny téměř trojnásobné.

3.1.2 Současný stav určování cen kontraktů se zemním plynem

Cena kontraktů se zemním plynem je v současnosti určována níže uvedenými hlavními způsoby, lišícími se podle lokality.

- **Indexace cen na ropné produkty** – Stanovení vzorcem pro dlouhodobé kontrakty
- **Indexace cen na spotové trhy** – Například Henry Hub, NBP, aj.
- **Bilaterální monopol** – Dominantní oceňovací mechanismus zejména v případě kontraktů týkajících se zemí bývalé Sovětské unie, Střední a východní Evropy a Číny

Jednotlivé způsoby oceňování mohou být navzájem kombinovány a liší se podle konkrétního dodavatele. Postupy při určování cen hlavních dodavatelů zemního plynu na Evropský trh jsou specifikovány níže.

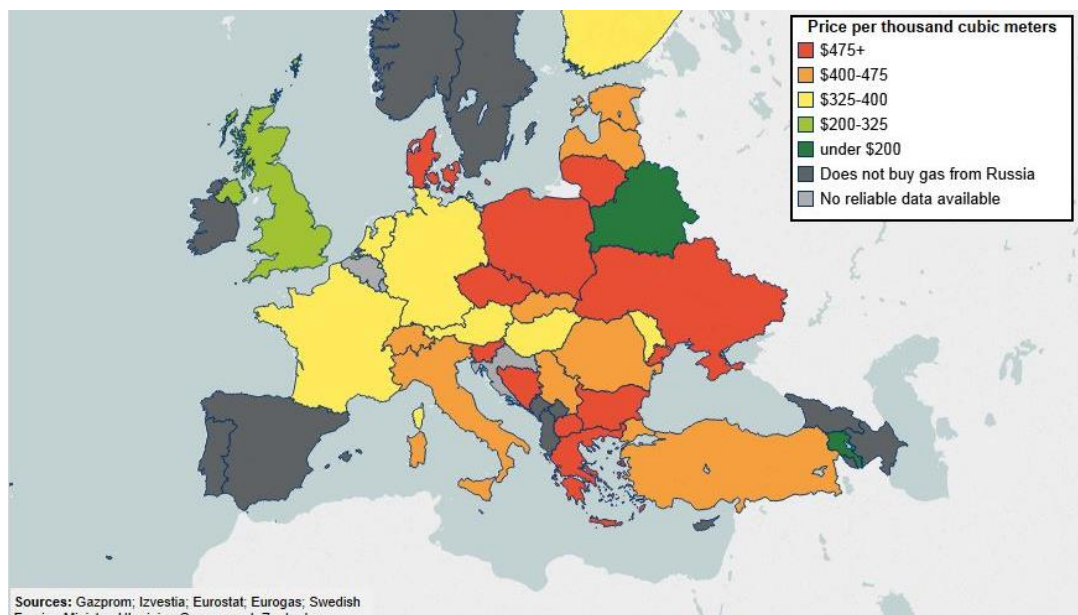
Rusko

Import ruského zemního plynu do Evropy je zajišťován společností Gazprom. Značné množství importovaného ruského plynu je do západní Evropy dodáváno v rámci dlouhodobých kontraktů s indexací ceny na cenu plynového oleje a těžkého topného oleje. Míra indexace na ropné produkty je určena podle energetického mixu odběratele. S postupem času navíc dochází ke snižování míry indexace na těžké topné oleje obsahující síru pro kontrakty uzavírané se zeměmi západní a střední Evropy. V případě zemí bývalého Sovětského svazu je podíl těžkých topných olejů na energetickém mixu vyšší, což je také zohledněno v rovnici pro nastavení ceny zemního plynu, kde míra indexace na těžké topné oleje dosahuje až 50 %. V současnosti se v případě ruských kontraktů s Evropskými státy vyskytuje několik specifických jevů.

- **Omezení horní hranice indexace na těžké topné oleje**
 - Toto opatření bylo zavedeno pro určování cen kontraktů s Německem kvůli očekávanému využití zemního plynu pro výrobu elektřiny v plynových elektrárnách a konkurenci uhlí jako paliva uhelných elektráren.
- **Indexace cen na spotové trhy**
 - Indexace cen na ceny na spotových trzích byla zavedena na počátku roku 2010
- **Distanční slevy**
 - S větší vzdáleností od Ruska je cena mnoha plynových kontraktů nižší. To je dáno faktem, že směrem na východ od Německých hranic mají státy více omezené možnosti diversifikace dodávky v důsledku nižší koncentrace LNG terminálů, větší vzdálenosti od NBP ve Spojeném království a pouze omezené přepravní kapacity plynovodů v režimu reverzních toků. Gazprom si tak může dovolit nastavit ceny výše než u západních zemí.

Výši cen kontraktů se zemním plynem v Evropě je možné pozorovat na níže uvedené mapě.

Na základě výše zmíněných specifik a podílu národních importů je možné v rámci Evropy pozorovat lokální odlišnosti v cenách kontrahovaného zemního plynu z Ruska. Následující mapa shrnuje přehled cen ruského zemního plynu jednotlivých evropských států v roce 2013.



Obrázek 13: Evropské ceny importovaného ruského plynu v roce 2013 pro jednotlivé státy. [45]

Z uvedené cenové mapy je patrná charakteristika, že země s větší mírou možné diversifikace dodávek plynu mají obvykle ceny kontrahovaného zemního plynu nižší. Tento jev je patrný především při porovnání cen zemního plynu v západní a východní Evropě, kdy se uplatňují výše popsané „distanční slevy“.

Norsko

Export Norského plynu do Evropy je realizován prostřednictvím společnosti Statoil. Ačkoliv Norsko není členem Evropské unie, je smluvní stranou Evropského hospodářského prostoru a zavázalo se pro naplňování legislativy platné v EU. Norsko potřebuje podobně jako Rusko vybudovat infrastrukturu pro lepší dodávku plynu do Evropy, což je nejlépe zajištěno prostřednictvím financování dlouhodobými kontrakty. Významnou roli v historii Norského trhu se zemním plynem sehrál objev plynového pole Troll, na základě čehož byla založena státní plynárenská organizace GFU a plyn z tohoto pole byl prodáván především v rámci dlouhodobých kontraktů se srovnatelnou cenou pro jednotlivé zákazníky. Norské kontrakty se zemním plynem tak byly považovány za velice důvěryhodné a referenční v rámci Evropy. Tyto kontrakty byly většinou z 60 % indexovány na plynový olej a ze 40 % indexovány na těžké

topné oleje. Indexace se vztahovaly na ceny ropných produktů v Německu. Z hlediska objemu exportu je do roku 2020 očekáván jeho nárůst na přibližně 110 až 135 miliard m³ zemního plynu ročně. [46]

Alžírsko

Export Alžírského zemního plynu do Evropy zajišťuje společnost SONATRACH. V porovnání s Ruskem a Norskem je export Alžírského zemního plynu z velké části (cca 40 %) realizován prostřednictvím LNG. Většina Alžírského zemního plynu je exportována v rámci dlouhodobých kontraktů a to jak v případě přepravy prostřednictvím plynovodů, tak i v případě přepravy formou LNG. Charakteristickým prvkem Alžírských kontraktů je indexace na osm druhů ropných produktů, díky čemuž se cenová dynamika liší od cenové dynamiky kontraktů s Ruským a Norským plynem. Snahou Alžírska je zvýšit export zemního plynu do Evropy na hodnotu přibližně 100 miliard m³ za rok do roku 2020 a současně rozšířit kapacity plynovodů do Evropy. [46]

Nizozemsko

Nizozemský plyn je exportován společností Gasunie. Nizozemsko nabízí zemní plyn prostřednictvím dvou oddělených systémů.

„Hi-cal“ zemní plyn

- Zemní plyn dodávaný největším odběratelům s relativně vysokým činitelem zatížení a kompatibilní se zemním plynem dodávaným Evropskou mezinárodní sítí

„Lo-cal“ zemní plyn

- Zemní plyn dodávaný především distribučním společností pro pokrytí proměnlivé poptávky rezidenčních a komerčních trhů. „Lo-cal“ síť se zemním plynem se vyskytuje na území Nizozemí, Belgie, Lucemburska, severozápadního Německa a severozápadní Francie.

Kontrakty s největšími zákazníky byly historicky uzavírány na jeden až tři roky s indexací na ceny ropných produktů. Výjimečně byly uzavírány také kontrakty na 10 až 15 let. Většina nizozemských exportních kontraktů jsou kontrakty s vysokými výkyvy poptávky. [46]

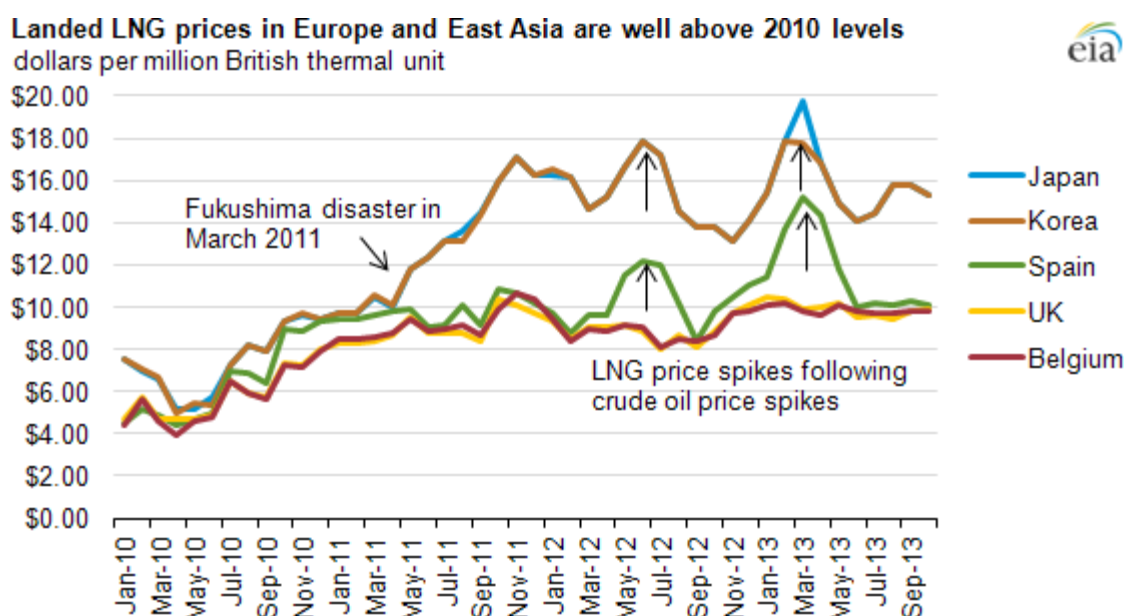
Význam existence dlouhodobých kontraktů

Dlouhodobé kontrakty sice neumožňují reflektovat krátkodobé výkyvy cen, ale na druhou stranu jsou výhodné v případě realizace investičně náročných projektů, jako jsou výstavby plynovodů a infrastruktury pro přepravu LNG. Tyto projekty jsou většinou financovány pomocí rozsáhlých úvěrů, kdy dlouhodobý kontrakt na dodávku plynu představuje prostředek pro rozprostření rizika

mezi kupujícího, prodávajícího a zainteresovanou finanční institucí. V praxi na sebe kupující bere riziko odebraného objemu a prodávající riziko změny cen. Klasické dlouhodobé kontrakty jsou většinou založeny na principu „Take-or-Pay“, což znamená nutnost realizovat platbu v případě neodebrání nasmlouvaného zemního plynu. V současnosti je možné snížit riziko na straně kupujícího případným prodejem přebytečného zemního plynu na spotovém trhu, vyšší míra rizika se tedy vyskytuje spíše na straně prodejce. [44]

3.1.3 Určení ceny na spotových trzích se zemním plynem

Oproti dlouhodobým kontraktům je cena na spotových trzích určována prostřednictvím tržních principů, tedy nabídkou a poptávkou. Cena na spotových trzích se zemním plynem v Evropě byla během posledních let značně závislá na cenách importovaného LNG. V Evropě dochází od roku 2011 k poklesu importu LNG z důvodu jeho relativně nižší ceny v porovnání s cenami v Asii, kde došlo k nárůstu poptávky po nehodě jaderné elektrárny ve Fukušimě. Vývoj cen LNG ve třech Evropských státech a dvou Asijských státech je možné pozorovat v následujícím grafu.



Graf 15: Vývoj cen LNG v Evropě a v Asii. [55]

Z výše uvedeného grafu je patrné, že během posledních let je cena importovaného LNG v Asii značně vyšší než v Evropě a do budoucna je očekáván podobný trend s postupným snižováním cen importovaného LNG do Asie a zvyšováním cen importovaného LNG do Evropy.

3.2 Faktory ovlivňující konkurenceschopnost zemního plynu

Za účelem analýzy trhu se zemním plynem je důležité určit parametry, které ovlivňují jeho konkurenceschopnost v prostředí energetických komodit. Zemní plyn může být charakterizován technickými i ekonomickými parametry, přičemž v této kapitole bude pozornost věnována především druhé kategorii. V následující kapitole jsou zmíněny hlavní faktory ovlivňující konkurenceschopnost zemního plynu.

Existuje několik hlavních faktorů, které mají zásadní vliv na konkurenceschopnost zemního plynu mezi ostatními energetickými komoditami v jednotlivých zemích. Obecně je možné říci, že cena zemního plynu značně závisí na stavu nabídky a poptávky. Tato situace je dána především faktem, že existuje pouze omezené množství alternativních paliv k zemnímu plynu v případě období zvýšené poptávky. Krátkodobé změny nabídky a poptávky tak mohou vyústit v rapidní změny cen zemního plynu. Ceny jsou navíc také nástrojem pro vyrovnání nabídky s poptávkou.[16]

Nabídka

Faktory, které ovlivňují cenu zemního plynu na straně nabídky, jsou výkyvy v jeho produkci, množství importovaného a exportovaného zemního plynu a množství zemního plynu skladovaného v zásobnících. Nárůst nabídky zemního plynu má tendenci snižovat ceny, kdežto snížení nabídky ceny zemního plynu obvykle zvyšuje.

Poptávka

Faktory, které ovlivňují cenu zemního plynu na straně poptávky, zahrnují ekonomický růst, výkyvy počasí během ročních období (především léta a zimy) a ceny ropy. Vyšší poptávka má tendenci zvyšovat ceny zemního plynu, kdežto nižší poptávka ceny zemního plynu snižuje. [22]

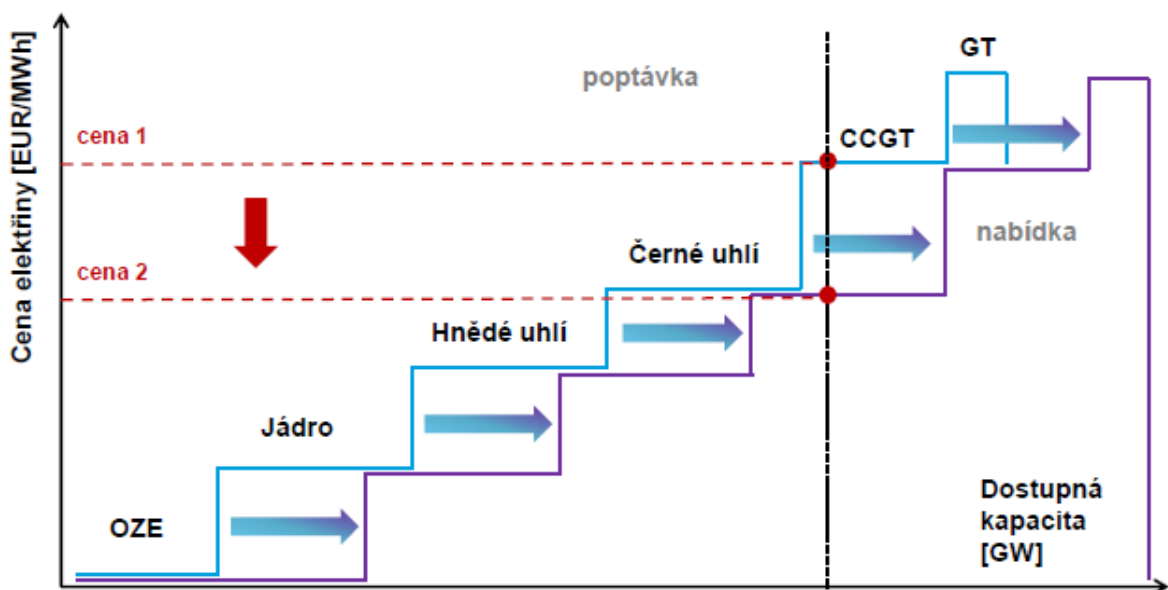
Emisní povolenky

Dalším faktorem, který ovlivňuje konkurenceschopnost zemního plynu v Evropě, jsou emisní povolenky. V porovnání s uhelnými zdroji produkují plynové elektrárny nižší množství emisí a dosahují vyšší účinnosti, díky tomu je při provozu plynové elektrárny realizována úspora nákladů za emisní povolenky. Původním záměrem emisních povolenek byla změna pořadí nasazení zdrojů dle jejich ekonomiky, kdy měly být díky cenové politice emisních povolenek pro pokrývání poptávky častěji nasazovány právě plynové elektrárny. Tento trend se uplatnil v počátku trhu s emisními povolenkami, ale v současné době v důsledku nízkých cen emisních povolenek nepředstavují náklady spojené s jejich pořízením dostatečnou motivaci a finanční zvýhodnění ve prospěch provozu plynových elektráren. Na druhou stranu je ale možné

v nadcházejících letech očekávat nárůst cen emisních povolenek kvůli úsilí o dosažení cílů 2020 a 2030 a v důsledku toho také relativní zlepšení ekonomiky provozu plynových elektráren v porovnání s jinými typy elektráren s vyšším množstvím emisí.

Obnovitelné zdroje energie

Obnovitelné zdroje energie mají také vliv na konkurenceschopnost zemního plynu a konkrétně na množství elektřiny vyráběné z plynových zdrojů. V důsledku instalace značného množství obnovitelných zdrojů elektřiny v posledních letech se posunul žebříček nasazování zdrojů dle jejich marginálních nákladů a došlo k významnému vytěsnění plynových elektráren. Obnovitelné zdroje mají na základě principu fungování marginální náklady téměř nulové (a zároveň jsou často dotovány mimo relevantní trh s elektřinou), a proto jsou využívány maximálně, čemuž se musí přizpůsobit ostatní energetické zdroje s vyššími marginálními náklady. S vyššími marginálními náklady se zdroje posouvají po žebříčku nasazování zdrojů směrem doprava k rovnovážnému bodu nabídky a poptávky a zdroje nacházející se za tímto bodem již nejsou v daném okamžiku využity pro výrobu. Žebříček nasazování zdrojů dle marginálních nákladů a vliv nárůstu podílu obnovitelných zdrojů je uveden v grafu níže.



Graf 16: Žebříček nasazení zdrojů dle marginálních nákladů – „merit order“.

Z výše uvedeného grafu je patrné, že v důsledku nárůstu instalovaného výkonu ve formě obnovitelných zdrojů energie došlo k posunu žebříčku nasazování zdrojů a současně k vytěsnění některých zdrojů za hranici poptávky. V souvislosti s tímto posunem došlo k poklesu tržních cen elektřiny.

4 Možné scénáře vývoje trhu se zemním plynem s ohledem na historický vývoj a výše uvedené aspekty v Evropě

Historický vývoj cen zemního plynu napovídá, jaké události mají největší dopad na výslednou cenu a také jaká je provázanost cen zemního plynu s cenami jiných energetických komodit. Pro přesnější posouzení očekávaného budoucího vývoje trhu se zemním plynem je tedy vhodné se nejprve zaměřit na historický vývoj tohoto trhu.

4.1 Historický vývoj trhu se zemním plynem

Za účelem poskytnutí uceleného náhledu na problematiku historického vývoje trhu se zemním plynem bude v této kapitole nejprve představen celosvětový vývoj trhu se zemním plynem od jeho počátků a následně bude pozornost zaměřena na trh se zemním plynem na území Evropské unie.

Historie trhu se zemním plynem se liší od historie trhu s ropou z několika hlavních důvodů. Obecně je možné říci, že trh se zemním plynem je považován spíše za lokální, než globální a je silně závislý na existující infrastruktuře. Přepravní náklady zemního plynu jsou také relativně vysoké, což dále zhoršuje jeho dostupnost. Historicky měl významný vliv na změnu charakteru trhu z lokálního na více globální rozvoj obchodování s LNG. Tento trend může být ale v budoucnu částečně utlumen intenzivnějším využitím nekonvenčních zdrojů zemního plynu, které jsou především lokální povahy. [23]

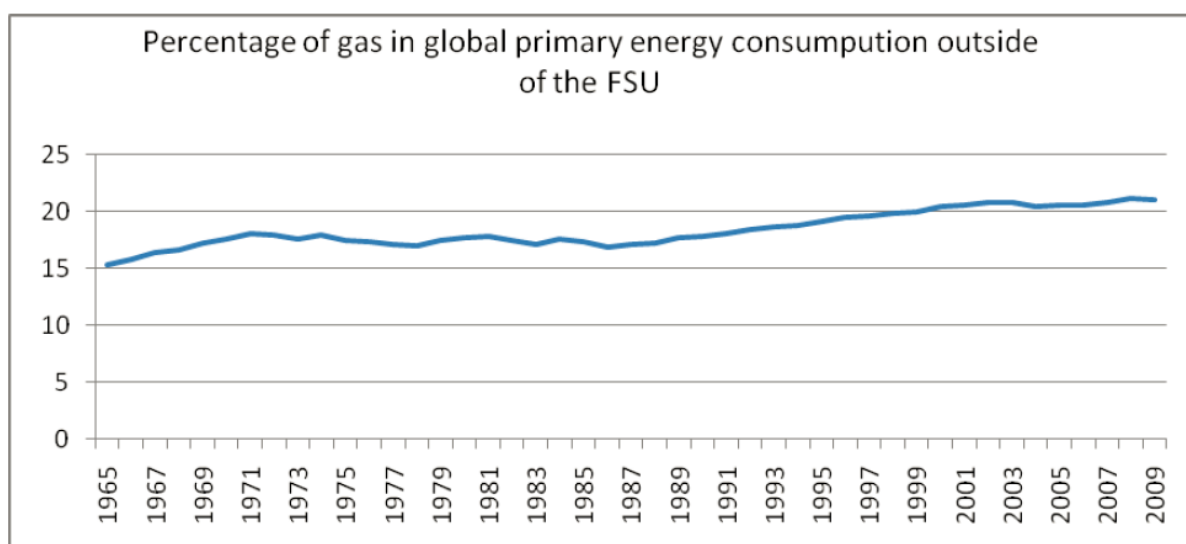
V porovnání s ropou je trh se zemním plynem méně rentabilní a to především z důvodu, že pro zemní plyn neexistuje podobná organizace jako je OPEC, která by regulovala množství produkce a zajišťovala tak vyšší ceny, než jaké by se vyskytovaly na konkurenčních trzích. Přeprava zemního plynu je také mnohem více nákladná, než přeprava ropy a čisté výnosy jsou tak nižší. [23]

Významným rozdílem mezi trhem se zemním plynem a trhem s ropou je fakt, že trh se zemním plynem je založen na dlouhodobých kontraktech, což je dáno strukturou nákladů projektů se zemním plynem a jejich specifičností. Těžba plynu a jeho doprava vyžaduje velké investiční projekty, které jsou charakteristické vysokým podílem fixních nákladů a relativně malým podílem nákladů variabilních. Při takovéto struktuře nákladů je cílem existující infrastrukturu využívat pokud možno maximálně a snižovat tak jednotkové náklady vztažené na dodané množství zemního plynu a tím tedy i maximalizovat zisk. Velmi důležitým elementem v případě takto

rozsáhlých projektů je ale i doba životnosti investice a schopnost produkovat odpovídající výnosy po dostatečně dlouhou dobu pro zajištění rentability. [23]

Plynové přepravní sítě jsou přirozeným monopolem a jako takové musí být ve veřejném vlastnictví nebo intenzivně regulovány. Kombinace tohoto faktu a souvislosti s nákupem plynu v rámci dlouhodobých kontraktů často vyústili v situaci, kdy bylo velké množství plynovodů vlastněno přímo státy. [23]

Před rokem 1970 bylo na zemní plyn nahlíženo spíše jako na omezený energetický zdroj unikátních vlastností díky jeho vysoké energetické využitelnosti a ekologické povaze při spalování. Prokázané zásoby zemního plynu od tohoto roku výrazně rostly a v souvislosti s tím a jeho intenzivnější těžbou docházelo k nárůstu podílu zemního plynu na primární energetické spotřebě v celosvětovém měřítku dle trendu zobrazeném v následujícím grafu.



Graf 17: Procentuální podíl zemního plynu na primární spotřebě energie pro země mimo bývalý Sovětský svaz. [23]

Na základě výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že podíl zemního plynu na celkové primární energetické spotřebě pro země mimo bývalý Sovětský svaz rostl jen nepatrně a zejména od roku 2000 došlo ke zpomalení růstu. Tento vývoj je dán především faktem, že zemní plyn je palivem s omezenými přepravními možnostmi.

Před rokem 1970 byl tedy zemní plyn chápán jako relativně vzácná surovina, která by měla být zachována pro speciální účely z důvodu omezených zásob a zvláštních vlastností. V 80. letech 20. století si navíc v důsledku dluhové krize nemohla celá řada zemí dovolit rozsáhlé investice do plynové infrastruktury. Další omezující podmínkou v případě těžby zemního plynu byl fakt, že zemní plyn se vyplatí těžit až od určité velikosti naleziště.

Důležitou problematikou v minulosti bylo také určení ceny zemního plynu, který se prodával především v rámci dlouhodobých kontraktů. Cena se často určovala pomocí speciálních vztahů s návazností na ceny ostatních energetických komodit a důležité bylo také vždy stanovit minimální a maximální cenu pro ochranu dodavatele i spotřebitele, což bylo vzhledem k dlouhodobé povaze investic poměrně náročné. [23]

Vývoj trhu se zemním plynem v minulosti také zpomalovaly konflikty ohledně tranzitních plynovodů a technologická a ekonomická náročnost přepravy LNG. V případě LNG dále hrála roli i energetická náročnost, kdy se v důsledku úpravy zemního plynu na LNG ztrácelo přibližně 9 až 12 procent jeho původní energie. Na základě těchto faktorů byly projekty rozvoje infrastruktury se zemním plynem v 70. a 80. letech 20. století velice investičně náročné. Další důležitou charakteristikou investičních projektů v této době byla jejich dlouhá doba realizace z důvodu vyjednávání kontraktů na zemní plyn a také akumulace dostatečného množství kapitálu pro realizaci takto investičně náročných projektů. [23]

Začátkem 90. let 20. století začalo docházet v souvislosti s nástupem technologie CCGT ke zlepšení této situace a v Evropě a USA došlo ke zrušení omezujících nařízení pro využití zemního plynu při výrobě elektrické energie, která byla do té doby dalším významným omezujícím faktorem při využití zemního plynu. V tomto období docházelo také k nárůstu zájmu o kvalitu ovzduší a životního prostředí a v souvislosti s tím se zemní plyn jevil jako ideální surovina pro výrobu elektrické energie a tepla.

Počátek 21. století znamenal především zvyšování intenzity využití nekonvenčních zdrojů zemního plynu v souvislosti s rozvojem technologií, přičemž nejvýznamnější roli hrál rozvoj těžby břidlicového plynu. Rozvoj těžby břidlicového plynu začal nejprve ve větší míře ve Spojených státech amerických začátkem druhého desetiletí 21. století. V důsledku příjímavých demografických podmínek a relativně dobré dostupnosti ložisek břidlicového plynu na území USA byla těžba místního břidlicového plynu realizována za velice výhodných ekonomických podmínek, což následně výrazně ovlivnilo místní ceny energií, které se za posledních 5 let několikanásobně snížily. [24]

Intenzivní těžba břidlicového plynu v USA má ale také negativní vliv na trh se zemním plynem v Evropě. V důsledku vysoké produkce relativně laciného břidlicového plynu v USA dochází k přebytku černého uhlí, které se dováží za relativně nízké ceny do Evropy a snižuje tak konkurenceschopnost místních těžbařských společností, ale také spolu s nízkou cenou emisních povolenek dále zvýhodňuje výrobu elektrické energie z uhlí a plyn se jako palivo s vyššími variabilními náklady přestává používat. [25]

Situace v Evropě

V Evropě představoval do 60. let 20. století dominantní roli tzv. svítiplyn, ale po objevu zemního plynu v oblasti Severního moře a Nizozemí docházelo k postupnému ústupu využití svítiplynu a jeho náhradě za zemní plyn. Mezi roky 1970 a 1980 se produkce plynu v Evropě téměř zdvojnásobila ze 102 na 197 miliard m³. Po roce 1980 došlo ke stagnaci těžby zemního plynu a významným tématem se stal import zemního plynu. Ke konci 70. let 20. století byl zahájen import zemního plynu ze Sovětského svazu a v roce 1982 byl zahájen import zemního plynu z Alžírsko. Od této doby se začalo intenzivně diskutovat o strategickém významu zemního plynu a bezpečnosti jeho dodávek z potenciálně politicky nestabilních oblastí. Důležitým tématem byla dodávka zemního plynu ze Sovětského svazu, který tak získal silnou strategickou výhodu v podobě možnosti regulace dodávky pro evropské státy nepostradatelné energetické komodity a měl tak významný vliv na celou řadu zemí aliance NATO. [23]

V roce 2009 bylo 61 % celkové spotřeby zemního plynu Evropské unie původem z Ruska a Evropská komise rozhodla o vhodnosti diversifikace dodávek zemního plynu. [23]

Země bývalého Sovětského svazu

Velmi důležitý vliv na současnou podobu trhu se zemním plynem v Evropě mají země bývalého Sovětského svazu, a proto by neměly být v této práci opomenuty. Před druhou světovou válkou nebyl v Sovětském svazu téměř žádný plynový průmysl, což se začalo měnit v souvislosti s posunem průmyslového sektoru více na východ v důsledku německé invaze v roce 1941. Následně došlo také k objevu rozsáhlých nalezišť zemního plynu v oblasti Uralu a západní Sibíře. Významnou výhodou těchto nově objevených energetických zdrojů byla možnost jejich těžby při mnohem nižších nákladech, než jaké byly náklady na těžbu uhlí a ropy. V důsledku dostatku těžitelných zdrojů a výhodných ekonomických podmínek došlo v 50. letech 20. století k výraznému rozvoji národního programu pro těžbu a využití zemního plynu, který získal nejvyšší prioritu v tehdeším energetickém sektoru Sovětského svazu. [23]

Mezi roky 1960 a 1972 došlo k více než 5ti-násobnému zvýšení produkce plynu a ke znatelnému nárůstu podílu zemního plynu na primární energetické spotřebě. V roce 1970 bylo přibližně 20 procent energetického mixu Sovětského svazu tvořeno zemním plynem. Rostoucí využití zemního plynu stimulovalo rozvoj plynové infrastruktury. V roce 1989 byl celý plynový sektor převeden pod vedení koncernu Gazprom.

4.2 Možné scénáře vývoje trhu se zemním plynem v Evropě

Možné scénáře vývoje trhu se zemním plynem v Evropě závisí na řadě faktorů, které je možné shrnout do následujících bodů, které jsou dále popsány a na jejichž základě je provedena analýza očekávaného vývoje nabídky a poptávky v Evropě.

- Rozvoj plynovodní a LNG infrastruktury (TYNDP)
- Vývoj nabídky zemního plynu (Strategie jednotlivých dodavatelů ZP do Evropy)
- Vývoj poptávky po zemním plynem (Vývoj energetického mixu v Evropě)
- Evropské ekologické cíle a legislativní prostředí (2020, 2030)

4.2.1 Rozvoj plynovodní a LNG infrastruktury

Rozvoj plynovodní infrastruktury je možné pozorovat na základě rozvojového plánu TYNDP (Ten Year Network Development Plan) zveřejňovaného společností ENTSOG. Rozvoj LNG infrastruktury v Evropě byl zmíněn ve výše uvedené kapitole a je možné pozorovat, že v následujících letech bude docházet k nárůstu regasifikační kapacity v Evropě. Pro vývoj regasifikační kapacity v Evropě jsou definovány dva scénáře, minimální a maximální za současné znalosti plánovaných projektů. Tyto scénáře jsou uvedeny v kapitole 2.5.

Díky nárůstu regasifikačních kapacit v Evropě je v případě nutnosti možné zajistit vyšší dodávku zemního plynu v podobě LNG a je možné očekávat, že při postupném vyčerpávání evropských nalezišť se bude stále více uplatňovat tento způsob importu zemního plynu do Evropy. Po roce 2015 je očekáván nárůst exportu LNG z Austrálie a do roku 2025 by se měly významnými exportéry stát také USA, východní Afrika a Rusko. Z hlediska ceny LNG je v současnosti nejvíce atraktivním trhem Asie, kde je ale v druhé polovině druhé dekády očekáván pokles cen v důsledku nárůstu nabídky LNG. Z hlediska ceny přepravy zemního plynu formou LNG v roce 2013 je rozdíl mezi přepravou do Evropy a do Asie ze Spojených států přibližně 5 \$/MBtu a při přepravě z USA do Evropy dosahuje cena přepravy výše přibližně 6 \$/MBtu. Podrobnější údaje o složkách ceny přepravy LNG jsou uvedeny v následující podkapitole „Očekávaný vývoj ceny zemního plynu v Evropě“.

Spolu s nárůstem importních kapacit LNG do Evropy připadá v úvahu také nárůst importních kapacit zemního plynu prostřednictvím plynovodů. Do roku 2020 dojde navíc k postupnému vypršení platnosti množství uzavřených dlouhodobých kontraktů a bude poptáváno větší množství zemního plynu v rámci nových kontraktů. [40]

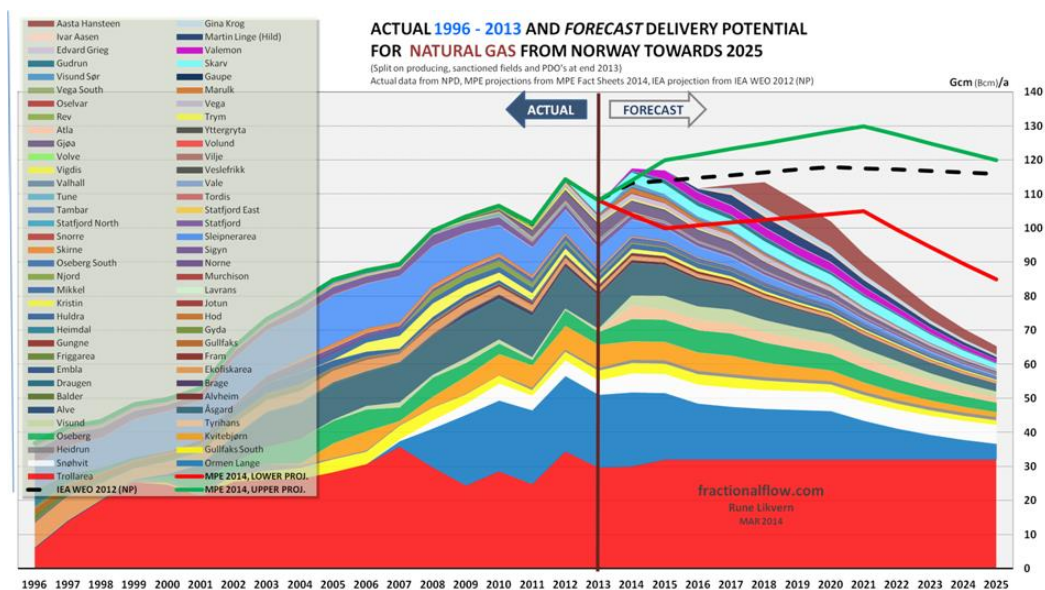
4.2.2 Vývoj nabídky zemního plynu

Očekávaný vývoj nabídky zemního plynu značně souvisí se strategiemi jednotlivých dodavatelů zemního plynu do Evropy a současně také s rozvojem přepravní infrastruktury. Plánované strategie hlavních exportérů zemního plynu do Evropy jsou shrnuty v následujícím přehledu.

| Dodavatel | Strategie a trendy do roku 2020 |
|------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Rusko | <ul style="list-style-type: none"> • Rozšíření prodejí ZP do Evropy na 180 až 220 miliard m³ ročně • Zisk podílu ve společnostech zabývajících se přepravou ZP Evropě • Utváření aliancí a partnerství s klíčovými tranzitními zeměmi za účelem zabezpečení dodávek • Rozšíření dodávek ZP na spotový trh • Investice do LNG terminálů za účelem diversifikace prodejních cest do Číny a USA • Rozšíření působnosti při dodávce plynu evropským plynovým elektrárnám |
| Norsko | <ul style="list-style-type: none"> • Ochrana dlouhodobých kontraktů s evropskými zákazníky • Aktivní vyhledávání nových zákazníků • Expanze aktivit v oblasti krátkodobého obchodování • Diversifikace v oblasti těžby zemního plynu v globálním měřítku, především v oblasti ruské Arktidy • Od konce roku 2017 bude nově ZP dodáván také z plynového pole Aasta Hansteen (prokázaná zásoba 47 miliard m³) • V horizontu do roku 2020 je v souvislosti s poklesem zásob očekáván mírný pokles dodávaného ZP následovaný relativně strmým poklesem mezi roky 2020 a 2025. Celkově je do roku 2025 očekáván pokles Norské produkce ZP o 40 až 50 % |
| Alžírsko | <ul style="list-style-type: none"> • Přiblížit se evropskému trhu a zlepšit konkurenceschopnost v souvislosti s přepravními náklady • Rozšířit potenciální arbitrážní příležitosti udržováním kapacit a/nebo prodejem na LNG terminálech ve Spojeném království a USA • Navýšit export zemního plynu do Evropy na hodnou 100 miliard m³ do roku 2020 |
| Nizozemsko | <ul style="list-style-type: none"> • Budování dostatečných přepravních kapacit zemního plynu • Rozšířit flexibilitu poskytování zemního plynu při současném vytěžování ložisek (podzemní úložiště, nové produkty na spotových trzích) • Diversifikace zdrojů a přepravních tras zemního plynu • Ze středně a dlouhodobého hlediska je očekáván pokles produkce zemního plynu (cca 76 miliard m³ v roce 2015, 62 miliard m³ v roce 2020 a 23 miliard m³ v roce 2030) |

Tabulka 6: Plánované strategie hlavních dodavatelů zemního plynu do Evropy. [46, 75]

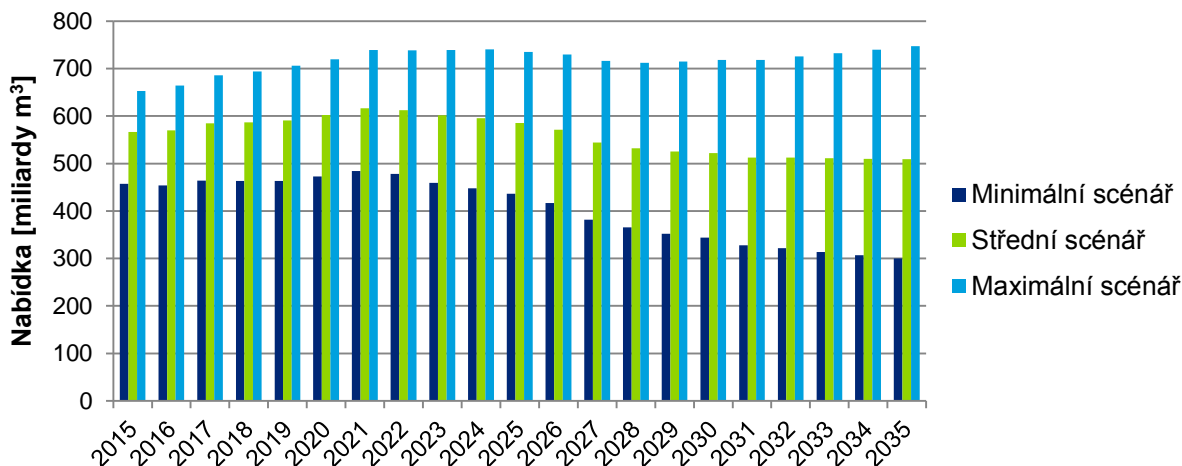
Na základě výše uvedené analýzy strategií hlavních dodavatelů zemního plynu do Evropy lze pozorovat, že Rusko do roku 2020 plánuje rozšíření prodeje do Evropy na 180 až 220 miliard m^3 ročně a Alžírsko na hodnotu 100 miliard m^3 ročně. V případě Norska bude v horizontu následujících let docházet ke snižování stavu prokázaných zásob a exportu. Do roku 2020 bude norský export klesat relativně pomalu přibližně tempem 3 % ročně, což je dáno plánovaným uvedením do provozu plynového pole Aasta Hansteen na konci roku 2017, které pokles zpomalí. Od roku 2020 bude potom minimálně do roku 2025 docházet k rychlému poklesu exportu norského plynu až na přibližně 40 až 50 % dnešní hodnoty exportu. V následujícím grafu je uveden očekávaný vývoj produkce plynu z jednotlivých norských plynových polí do roku 2025.



Graf 18: Historie a predikce potenciálu dodávky zemního plynu z Norska. [57]

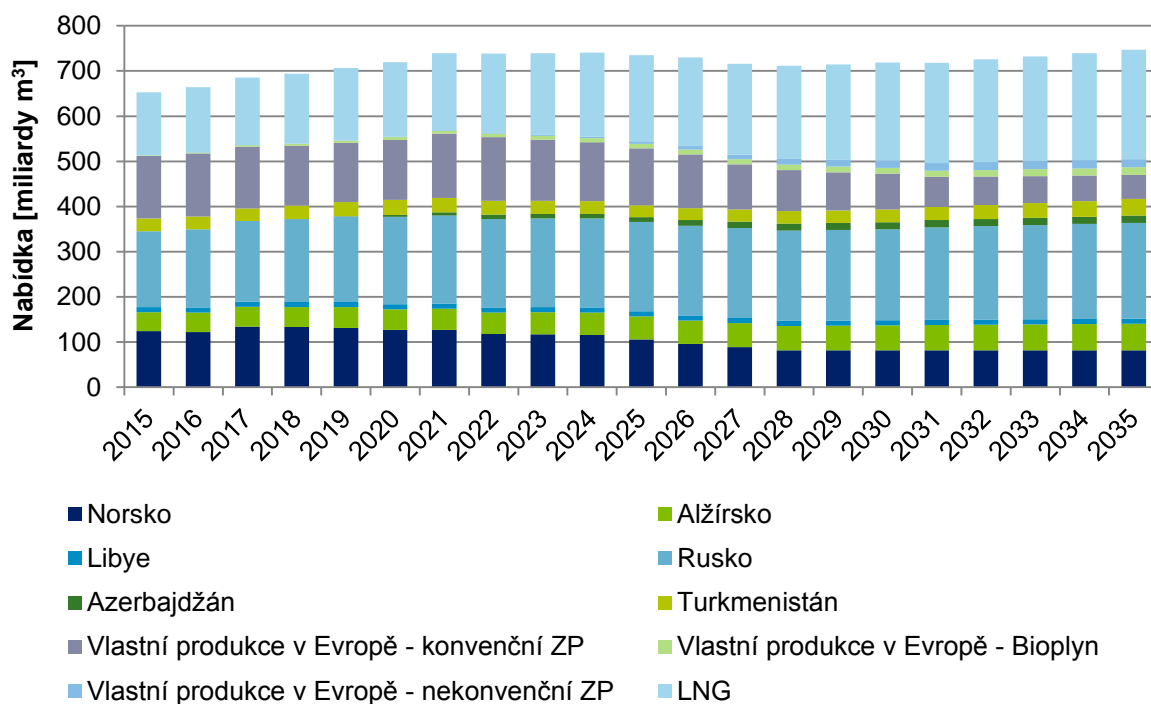
V případě Alžírsko je hlavní snahou přiblížení se evropskému trhu a zlepšení konkurenceschopnosti v souvislosti s přepravními náklady. Do roku 2020 navíc Alžírsko plánuje navýšit export zemního plynu do Evropy až na hodnotu 100 miliard m^3 ročně.

Pro posouzení vývoje trhu se zemním plynem ve střednědobém horizontu je jako referenční zdroj využita studie společnosti ENTSO-G. Podle této studie jsou definovány tři scénáře vývoje nabídky zemního plynu pro jednotlivé státy v Evropě. Model je sestaven na základě hodnot non-FID (Non - Final Investment Decision) scénáře, který v souvislosti s výše uvedeným grafem produkce zemního plynu Norska předpokládá mírný nárůst nabídky díky využití nových konvenčních zdrojů od roku 2019, které ale v důsledku jen zbrzdí pokles nabídky zemního plynu v Evropě. Non-FID scénář respektuje kromě FID scénáře i rozvoj plánovaných projektů, pro které ještě nebylo provedeno finální investiční rozhodnutí a představuje tak optimistický scénář rozvoje plynovodní infrastruktury pro pokrytí uvažované rostoucí poptávky v Evropě.



Graf 19: Vývoj nabídky zemního plynu v Evropě dle non-FID scénáře společnosti ENTSO-G.

Významnou roli hraje také původ nabízeného zemního plynu a jeho charakter. Pro porovnání nabídky a poptávky byl uvažován střední a vysoký scénář vývoje a bylo zjištěno, že v případě středního scénáře nabídky by již nabídka od roku 2025 v Evropě nebyla dostatečná pro pokrytí poptávky. Za tímto účelem je uvažováno aktivní působení v oblasti rozvoje infrastruktury a zajišťování partnerů pro import zemního plynu a do modelu ekonomického hodnocení je vybrán vysoký scénář vývoje nabídky zemního plynu. Struktura importovaného zemního plynu pro vysoký scénář je uvedena v následujícím grafu.



Graf 20: Vysoký scénář vývoje nabídky zemního plynu v Evropě do roku 2035.

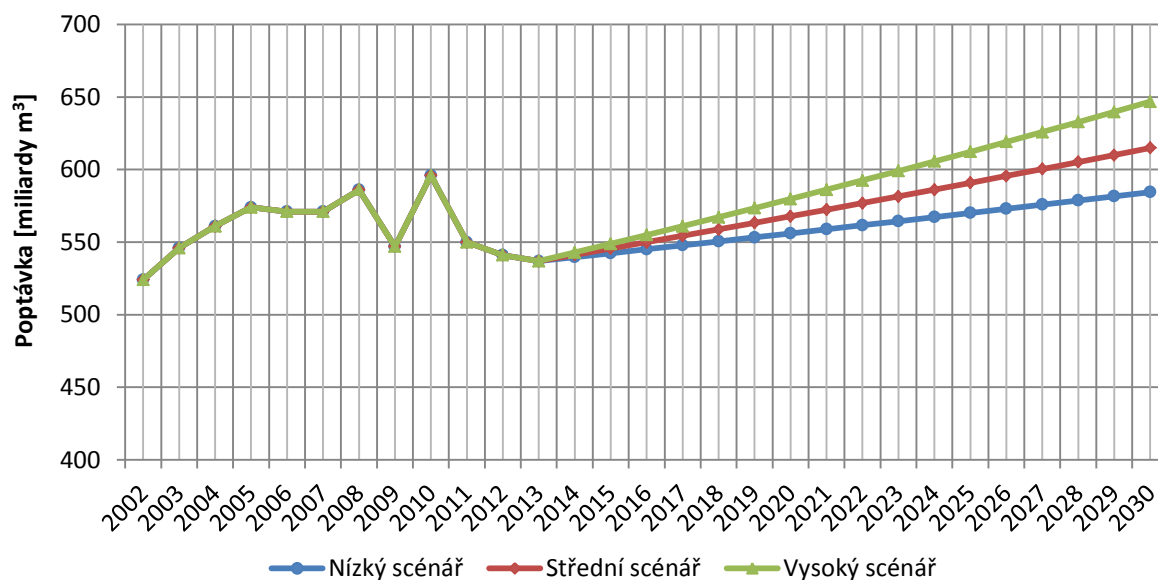
Z výše uvedeného grafu je patrný pokles nabídky zemního plynu především po roce 2024, což je nejvyšší mírou způsobeno postupným vyčerpáváním zdrojů konvenčního zemního plynu v Evropě. Tento pokles je částečně kompenzován nárůstem nabídky zemního plynu v podobě LNG a importovaného plynovody z Ázerbájdžánu.

4.2.3 Vývoj poptávky po zemním plynu

Významnou roli z hlediska očekávaného vývoje cen zemního plynu hraje také jeho poptávka, která je určena na základě informací zprostředkovaných hlavními společnostmi analyzujícími trh se zemním plynem a jeho potenciální vývoj. Při predikci vývoje poptávky po zemním plynu v budoucnu jsou jako výchozí zdroje informací použity studie World Energy Outlook 2012 a 2013 společnosti IEA, International Energy Outlook 2013 společnosti EIA a Global Trends in Oil & Gas Markets to 2025 společnosti LUKOIL.

Na základě současných trendů a dostupných informací lze usuzovat, že poptávka po zemním plynu bude do roku 2035 narůstat. Dle studie společnosti LUKOIL odpovídá průměrný očekávaný nárůst globální roční spotřeby zemního plynu do roku 2025 hodnotě 2,2 %, kdežto studie společnosti IEA předpokládá konzervativnější scénář s průměrným meziročním růstem poptávky po zemním plynu ve výši 1,6 %. Tyto hodnoty očekávaného vývoje poptávky jsou předpokládány v celosvětovém měřítku a pro individuální území se mohou značně lišit. V zemích mimo OECD je očekáván vývoj spotřeby trojnásobnou rychlostí v porovnání s vyspělejšími OECD trhy. [41]

Na základě výše uvedených předpokladů byla zkonstruována predikce vývoje poptávky po zemním plynu v Evropě ve třech scénářích, nízkém, středním a vysokém scénáři. Nízký scénář předpokládá meziroční růst poptávky ve výši 0,5 %, střední scénář předpokládá růst 0,8 % a vysoký scénář předpokládá růst 1,1 %. Graf vývoje poptávky po zemním plynu v Evropě je uveden níže. Predikované hodnoty středního scénáře pro rok 2030 se přibližně shodují s hodnotami predikovanými na portálu Statista.com (viz příložený soubor s daty). Hodnoty vysokého scénáře se velmi blízce shodují s hodnotami prezentovanými ve scénáři „New Policies Scenario“ studie „World Energy Outlook 2012“ a hodnoty nízkého scénáře jsou zase nejbližší hodnotám predikovaným společností ENTSO-G. Jako referenční bude v tomto případě uvažován střední scénář meziročního nárůstu poptávky ve výši 0,8 %.

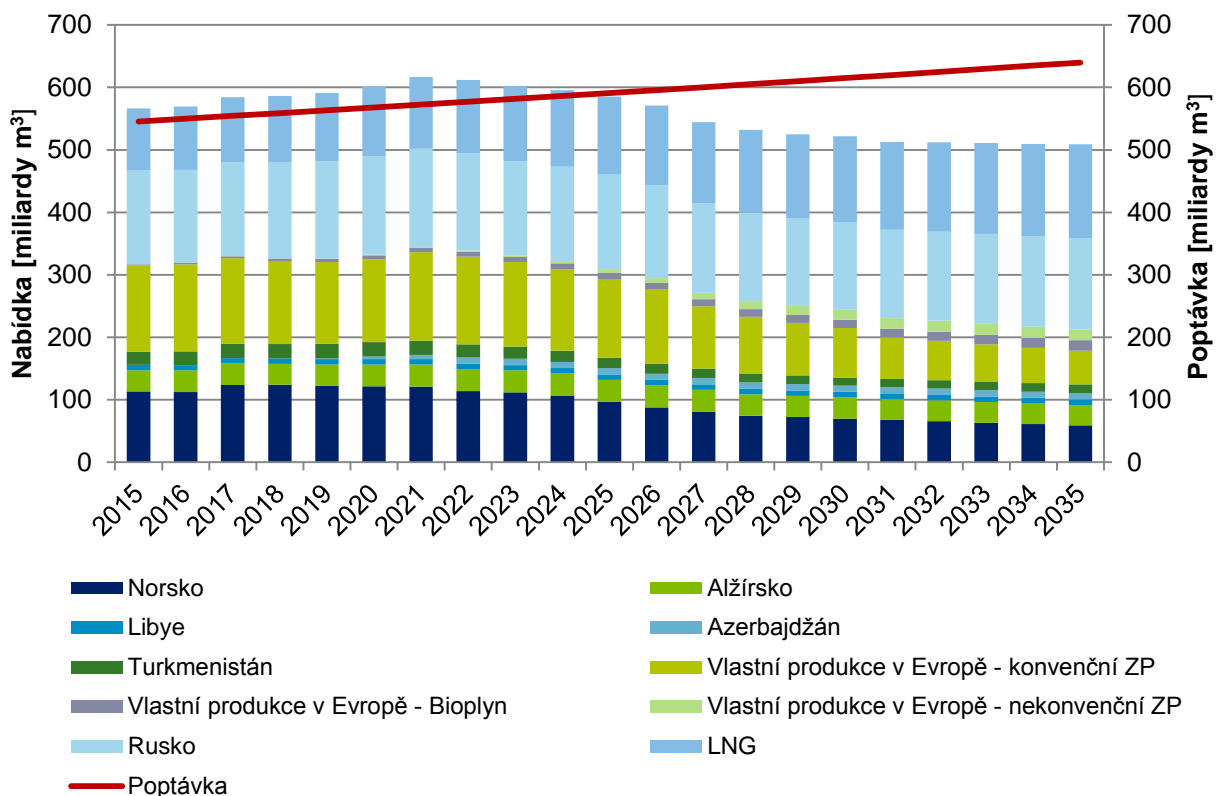


Graf 21: Predikce vývoje poptávky po zemním plynu v Evropě do roku 2030.

Podle středního scénáře predikce vývoje poptávky po zemním plynu tak bude poptávka v Evropě v roce 2020 dosahovat hodnoty 568 a v roce 2030 hodnoty 615 miliard m³.

4.2.4 Porovnání nabídky s poptávkou

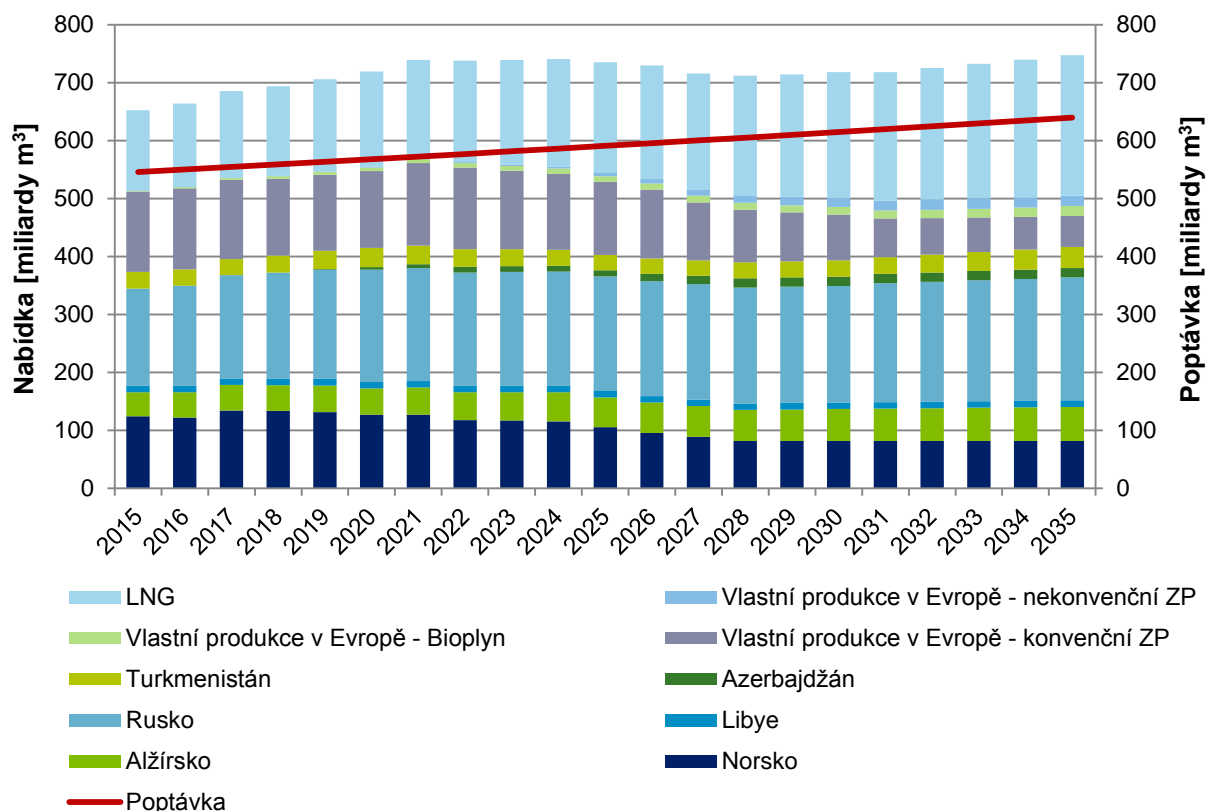
Na základě výše zavedených předpokladů je provedeno porovnání nabídky s poptávkou. V následujícím grafu je nejprve porovnán střední scénář vývoje nabídky zemního plynu v Evropě se středním vývojem poptávky do roku 2035.



Graf 22: Porovnání středního scénáře vývoje nabídky se středním scénářem vývoje poptávky.

Z výše uvedeného grafu je patrné, že až do roku 2024 by za zavedených předpokladů a při uvažovaných středních scénářích převyšovala nabídka zemního plynu v Evropě poptávku. Situace by se ale začala měnit během roku 2025, kdy by nabídka již byla o přibližně 5 miliard metrů krychlových nižší než poptávka a tento rozdíl by se během následujících deseti let dále zvětšoval.

Pro uspokojení poptávky je tedy předpokládán vysoký scénář vývoje nabídky zemního plynu v Evropě, která je v následujícím grafu porovnána s poptávkou.



Graf 23: Porovnání vysokého scénáře nabídky se středním scénářem poptávky.

V případě vysokého scénáře je nabídka oproti střednímu scénáři značně navýšena o zemní plyn importovaný z Ruska a prostřednictvím LNG.

Z hlediska energetické bezpečnosti je tedy potenciální požadovaná dodávka zemního plynu do Evropy zajištěna, je ale nutné věnovat pozornost rozvoji infrastruktury a kontraktům na import zemního plynu s jednotlivými smluvními stranami. Potenciál pro zvýšení nabídky zemního plynu představuje především LNG, které je ale zároveň obchodováno jako globální komodita a při přetrvávajícím trendu vyšších cen LNG v Asii je možné očekávat celkové budoucí zvýšení cen zemního plynu v Evropě v souvislosti s nutností importu rostoucího množství LNG pro pokrytí poptávky. Tento fakt může teoreticky způsobit budoucí pokles poptávky po zemním plynem. Konkrétní vývoj cen bude záviset na vývoji technologií získávání břidlicového plynu a na vývoji poptávky na velkých trzích, především v Asii.

4.2.5 Evropské ekologické cíle a legislativní prostředí

Jedním z faktorů se zásadním vlivem na budoucí trh se zemním plynem jsou legislativní nařízení Evropské komise a jednotlivých států. Jde například o návrh nových cílů pro omezení vlivu na životní prostředí do roku 2030.

Na počátku roku 2014 byly Evropskou Komisí navrženy cíle, které by měly být splněny do roku 2030, týkající se energie, klimatu a konkurenceschopnosti. Součástí zavedení těchto cílů jsou následující dokumenty:

- Regulativní rámec pro klima a energii v letech 2020 až 2030
- Posouzení vlivu na energetická a klimatická nařízení do roku 2030
- Vyjednávání a kompletní zpráva o energetických cenách a nákladech
- Zpráva o ekonomickém rozvoji energetiky v Evropě
- Návrh legislativního rámce pro schéma strukturální reformy trhu s emisními povolenkami pro období po roce 2021
- Minimální principy břidlicového plynu

Velice důležitým elementem tohoto rámce je cíl snížit emise skleníkových plynů o 40 % do roku 2030 ve vztahu k hodnotám roku 1990 tak, aby dále do roku 2050 bylo možné emise skleníkových plynů snížit o 80 % v porovnání s hodnotami roku 1990. [18] Tento cíl na první pohled vypadá velice ambiciózně, ale na druhou stranu byl již v roce 2012 odhadován pokles emise skleníkových plynů o 18 %.

Dalším významným cílem stanoveným Evropskou Komisí je energetický cíl států EU do roku 2030 dosáhnout spotřeby energie z obnovitelných zdrojů ve výši 27 %. Tento cíl nebude zahrnut do národních závazných cílů, ale do flexibilních národních plánů a bude otázkou, jakým způsobem dojde k ohodnocení nedodržení jednotlivých nařízeních a jak zajistit, aby jednotlivé země výsledně dosáhly požadovaného cíle.

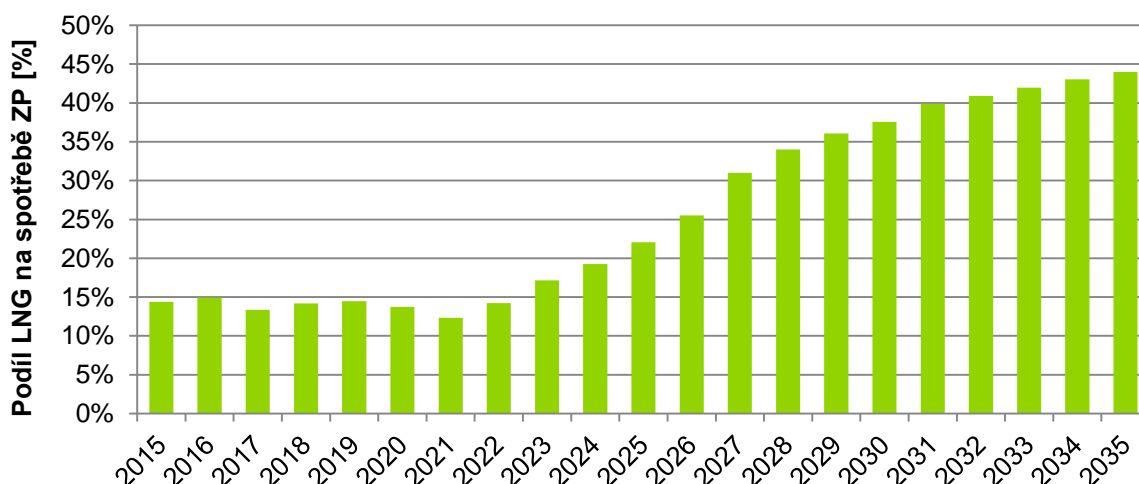
Evropská komise také navrhuje reformu EU ETS vytvořením rezervy na stabilizaci trhu na začátku další periody obchodování s emisními povolenkami v roce 2021. Rezerva by odrážela současný přebytek emisních povolenek automatickým přizpůsobením nabídky podle předem definovaných pravidel, která by nenechávala prostor pro spekulace komise a jednotlivých členských států. Cílem tohoto návrhu je změnit situaci, kdy systém obchodování s emisními povolenkami není dostatečně robustní pro správnou funkci v době ekonomické krize, což způsobuje pokles cen emisních povolenek a neefektivně stimuluje investory a vlastníky k přechodu k technologiím s nižší produkcí emisí, např. změna uhelných zdrojů na plynové. [18]

Ceny emisních povolenek se mezi roky 2010 a 2013 pohybovaly na hranici 5 € za tunu, což je cena, která nezajišťuje původní zamýšlenou funkci emisních povolenek v podobě cenového zvýhodnění zdrojů s nižší produkcí emisí v porovnání s jinými, více emitujícími, zdroji.

4.2.6 Očekávaný vývoj ceny zemního plynu v Evropě

Vývoj ceny zemního plynu v Evropě hraje důležitou roli pro hodnocení ekonomické efektivity výroby elektřiny a tepla z tohoto paliva. Pro účely hodnocení modelového příkladu je predikován vývoj ceny v Evropě na základě historického vývoje cen zemního plynu do současnosti, poslední aktualizované predikce vývoje cen zemního plynu v Evropě společností „World Bank“ ve střednědobém horizontu a předpokladu konvergence cen na základě propojování trhů a vývoje nabídky a poptávky. Prvkem s významným vlivem na výslednou výši ceny zemního plynu je LNG, jehož podíl na využívaném zemním plynu bude podle uvažovaných scénářů v budoucnu narůstat a ovlivní rychlost růstu ceny zemního plynu v Evropě především po roce 2025. Vliv ceny LNG na výslednou cenu zemního plynu v Evropě je do modelu zahrnut prostřednictvím podílu na importovaném zemním plynu pro pokrytí poptávky v jednotlivých letech definované podle středního scénáře. Výsledky modelovaného vývoje cen jsou následně porovnány s vývojem predikovaným ve studii „World Energy Outlook 2013“ společnosti IEA.

Výchozími scénáři pro predikci vývoje ceny zemního plynu v Evropě je střední scénář vývoje poptávky a požadovaný vysoký scénář vývoje nabídky pro uspokojení poptávky. Pro účely určení vývoje ceny je tedy v každém okamžiku do roku 2020 předpokládáno uspokojení poptávky po zemním plynu v Evropě. Model je založen na předpokladu, že cena importovaného LNG v důsledku jiné struktury tvorby ceny v porovnání s plynem importovaným prostřednictvím plynovodů ovlivní výslednou výši ceny zemního plynu v Evropě právě na základě struktury importovaného plynu. Podíl importovaného LNG na celkové spotřebě zemního plynu v Evropě v jednotlivých letech byl určen na základě výše specifikovaného modelu a je uveden v následujícím grafu.



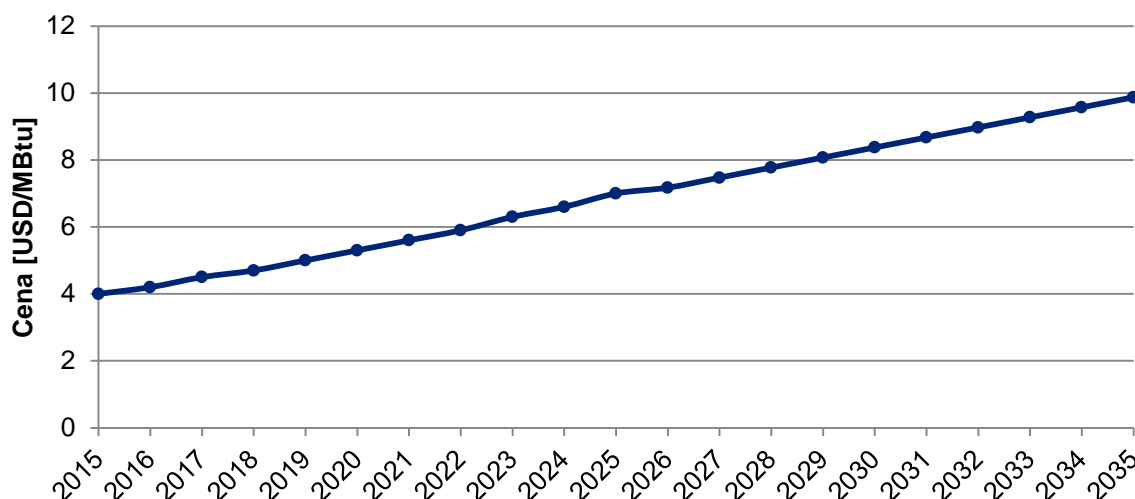
Graf 24: Vývoj podílu LNG na celkové spotřebě zemního plynu v Evropě.

V případě importu LNG jsou důležitými parametry pro ekonomické hodnocení náklady na zkapalnění, přepravu a následnou regasifikaci. Predikovaná výše zmíněných nákladových položek v rozsahu nízkého a vysokého scénáře dle studie „World Energy Outlook 2013“ pro rok 2020 a importu do Evropy a Asie je uvedena v následující tabulce.

| Import | USA do Evropy | | USA do Japonska | |
|----------------|---------------|------------|-----------------|------------|
| | Nízký | Vysoký | Nízký | Vysoký |
| Zkapalnění | 3 | 4,5 | 3 | 4,5 |
| Lodní přeprava | 1 | 2,5 | 2 | 3,5 |
| Regasifikace | 0,3 | 0,5 | 0,3 | 0,5 |
| Celkem | 4,3 | 7,5 | 5,3 | 8,5 |

Tabulka 7: Odhadované náklady na přepravu LNG z USA do Evropy a Japonska v roce 2020 v \$/MBtu (hodnota dolaru z roku 2012). [66]

Pro účely hodnocení v rámci této práce jsou náklady na zkapalnění, lodní přepravu a regasifikaci zemního plynu uvažovány ve výši 6 \$/MBtu po celou dobu hodnocení. V porovnání s Evropou jsou tyto náklady při importu LNG do Japonska ještě o 1 \$/MBtu vyšší. Model je založen na předpokladu importu LNG z USA nakoupeného podle cen obchodního bodu Henry Hub. Vývoj cen zemního plynu obchodovaného prostřednictvím obchodního bodu Henry Hub je predikován do roku 2020 na základě informací z portálu Businessmacro.com a do roku 2025 na základě informací společnosti World Bank. Očekávaný vývoj v dalších letech je určen na základě trendu tohoto predikovaného vývoje až do roku 2035. Očekávaný vývoj cen zemního plynu v obchodním bodě Henry Hub je uveden v následujícím grafu.



Graf 25: Očekávaný vývoj ceny zemního plynu obchodovaného prostřednictvím obchodního bodu Henry Hub (LNG určené pro export). [67, 68]

Další důležitou výchozí hodnotou modelu predikce ceny zemního plynu v Evropě je průměrná cena zemního plynu v Evropě v roce 2015, která je podle společnosti World Bank stanovena na 8,5 USD/MBtu. Tato hodnota byla upravena podle modelovaného podílu LNG na celkové poptávce, který v roce 2015 dosahuje 14 % a výsledná cena zemního plynu v Evropě importovaného pouze prostřednictvím plynovodů je na základě tohoto postupu určena jako 8,248 USD/MBtu. Výpočet byl proveden na základě následujícího vztahu.

$$x = \frac{(8,5 - (6 + 4) \cdot 0,14)}{1 - 0,14} = 8,248 \text{ USD/MBtu}$$

U této ceny je zaveden předpoklad 1% meziročního poklesu na základě rostoucí propojenosti trhů, nárůstu možné diversifikace dodávek zemního plynu v jednotlivých státech a očekávaného postupu cenové konvergence zemního plynu.

Výsledná souhrnná cena zemního plynu v Evropě je pro jednotlivé roky vypočtena na základě následujícího vztahu.

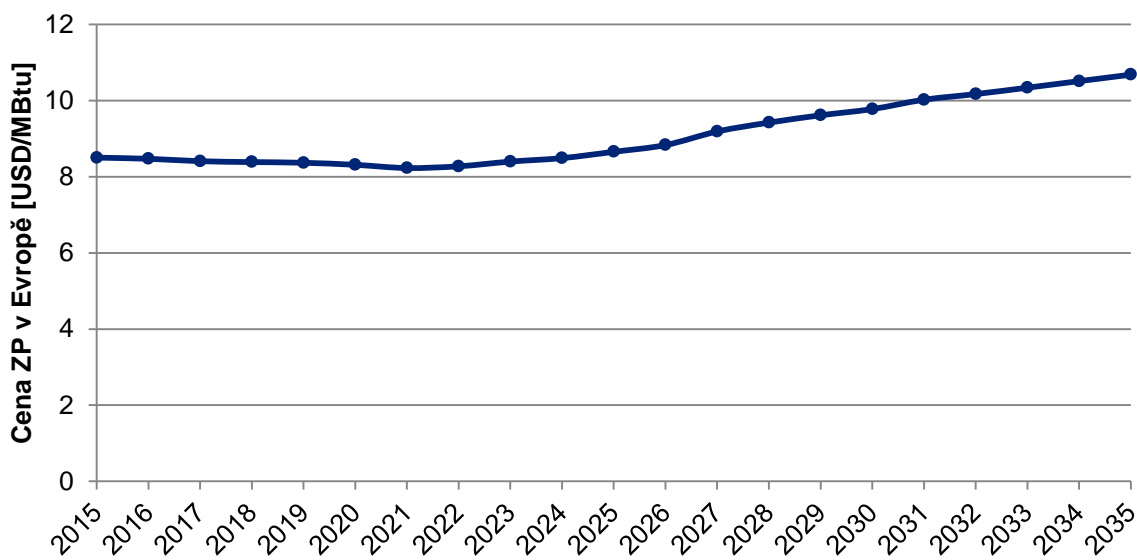
$$c_S = c_{LNG} \cdot p_{LNG} + c_{PV} \cdot (1 - p_{LNG}), \text{ kde}$$

| | | |
|-----------|-----|------------------------------------|
| c_S | ... | souhrnná cena ZP v Evropě |
| c_{LNG} | ... | cena LNG v daném roce |
| p_{LNG} | ... | podíl LNG na celkové spotřebě |
| c_{PV} | ... | cena plynu importovaného plynovody |

Pro znázornění výpočtu je v následujícím vztahu uveden postup pro výpočet očekávané výsledné ceny zemního plynu v Evropě v roce 2016.

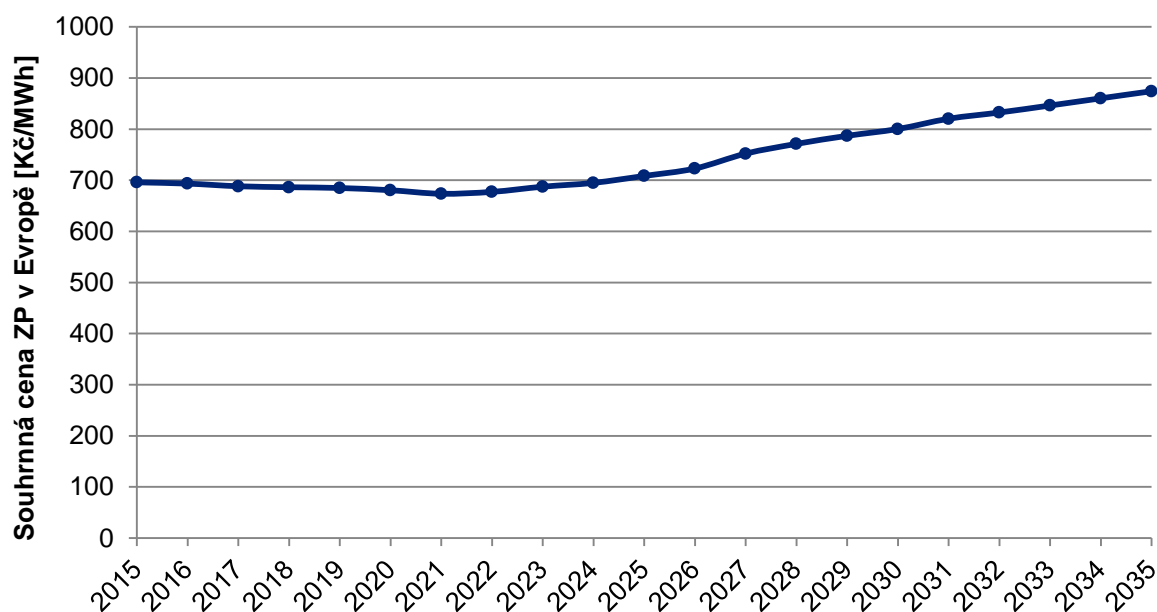
$$c_s = (6 + 4,2) \cdot 0,15 + 8,354 \cdot (1 - 0,15) = 8,469 \text{ USD/MBtu}$$

Na základě výše uvedených předpokladů je analogicky vypočtena výše ceny zemního plynu v Evropě až do roku 2035 a výsledný průběh je uveden v následujícím grafu.



Graf 26: Predikce vývoje ceny zemního plynu v Evropě v USD/MBtu.

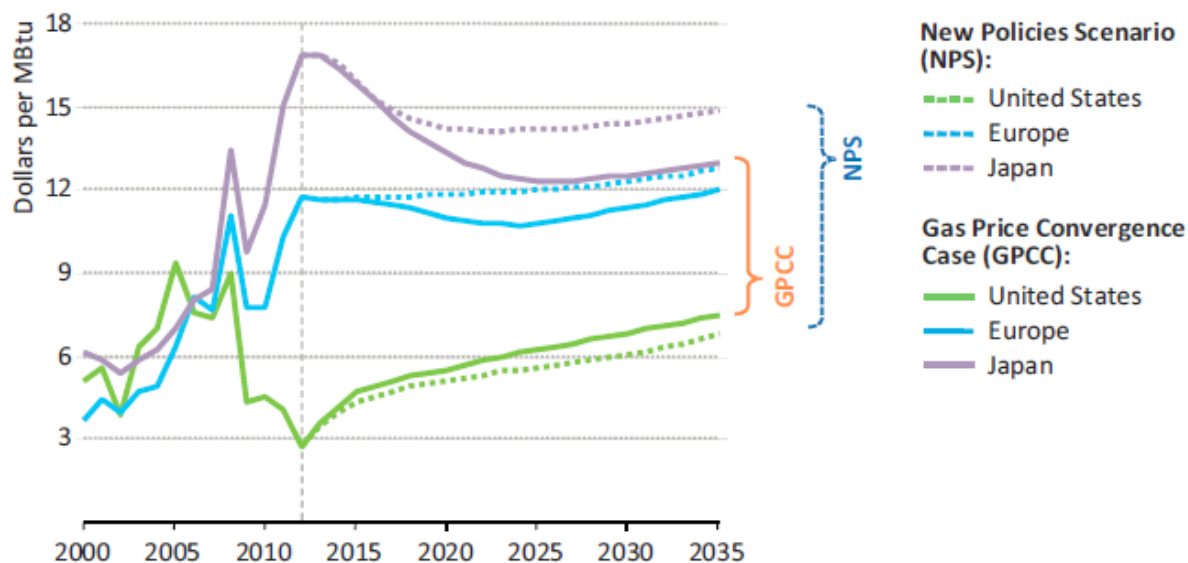
Pro účely hodnocení ekonomické efektivity výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu je dále uveden graf vývoje cen v jednotkách Kč/MWh. Pro přepočítání byl uvažován průměrný kurz USD/CZK z ledna 2015 ve výši 24,013 Kč. Z tohoto období pochází také výchozí hodnota ceny zemního plynu v Evropě dle společnosti World Bank, která je použita v modelu. [69]



Graf 27: Predikce vývoje ceny zemního plynu v Evropě v Kč/MWh.

Z výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že do roku 2025 bude v důsledku očekávaného poklesu cen zemního plynu importovaného plynovody a v důsledku poklesu podílu importovaného LNG na konečné spotřebě docházet k mírnému poklesu cen zemního plynu v Evropě. Od roku 2022 dochází především v důsledku snižování vlastní produkce zemního plynu v Evropě k potřebě importovat větší množství zemního plynu prostřednictvím LNG, pro které je do té doby již vybudována dostatečná regasifikační kapacita. V souvislosti s nárůstem podílu importovaného LNG a předpokládaného růstu cen zemního plynu nakupovaného v obchodním bodě Henry Hub ale od roku 2022 dochází k růstu cen zemního plynu v Evropě.

Výsledky modelu je možné porovnat s výsledky studie „World Energy Outlook 2013“ společnosti IEA, která se mimo jiné zabývala vývojem výše cen zemního plynu v USA, Evropě a Japonsku. Výsledky této studie jsou uvedeny v následujícím grafu.

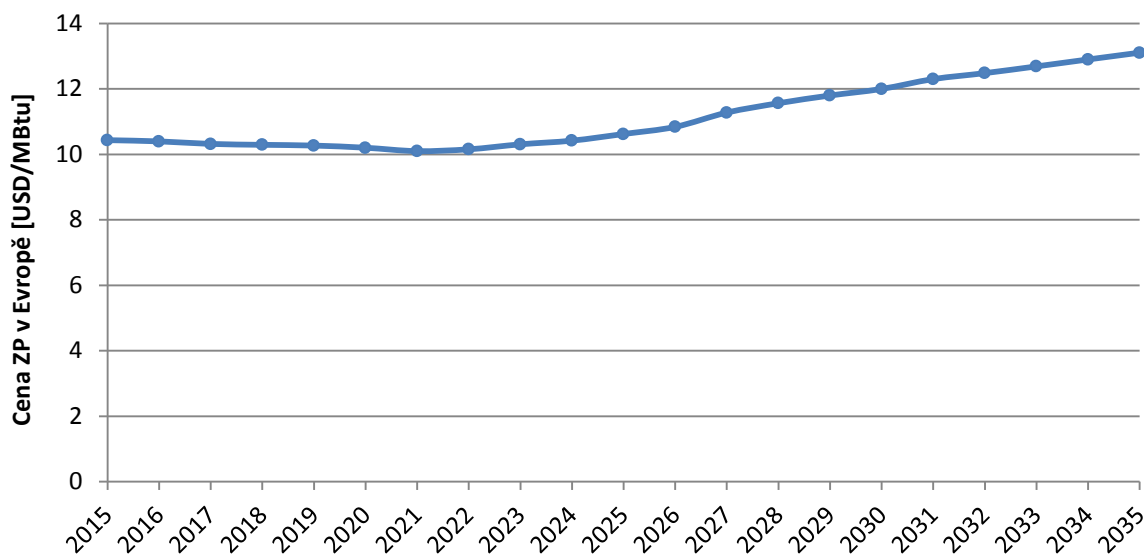


Graf 28: Predikce vývoje cen zemního plynu na trzích v USA, Evropě a Japonsku. [66]

Z výše uvedeného grafu je patrné, že v porovnání s cenou v USA byla cena zemního plynu v Japonsku v roce 2013 více než pětinasobná a v Evropě troj- až čtyřnásobná. V obou scénářích prezentovaných společností IEA je předpokládána cenová konvergence zemního plynu mezi jednotlivými kontinenty, v Japonsku je tak ve střednědobém horizontu očekáván pokles ceny, v Evropě mírný pokles a následně nárůst a v USA nárůst ceny.

Výchozí hodnoty predikce společnosti IEA byly v roce provádění predikce značně vyšší, než jak tomu bylo na začátku roku 2015 podle zdrojových informací společnosti World Bank. Tento fakt je způsoben vývojem trhu a do značné míry také výrazným posílením Amerického dolaru během druhé poloviny roku 2014 a roku 2015.

Realizovaný model v rámci této diplomové práce je založen na posledních dostupných informacích o průměrné ceně zemního plynu v Evropě, která byla na počátku roku 2015 určena jako 8,5 USD/MBtu a představuje výchozí hodnotu při modelování vývoje cen. V porovnání s modelem společnosti IEA dosahuje tedy model zkonstruovaný v rámci této práce zpočátku nižších hodnot, ale má podobný charakter nejprve s poklesem ceny a s následným růstem. Významný vliv na vyšší cen má vývoj kurzu Amerického dolaru od roku 2013, kdy v roce 2013 dosahoval průměrné výše 19,565 Kč/USD a průměrně v lednu 2015 výše 24,013 Kč/USD. Pokud by hodnoty modelu byly upraveny na kurz v roce 2013, dosahovaly by predikované ceny výše uvedené v následujícím grafu.



Graf 29: Přepočtená cena zemního plynu v Evropě na průměrný kurz roku 2013.

Tyto hodnoty jsou již velice blízké hodnotám predikovaným společností IEA, pouze s rozdílem aktualizované počáteční hodnoty a zpřesněným vývojem následujících let a mírně vyšší cílové hodnoty v roce 2035 v důsledku relativně vysokého podílu LNG na celkové spotřebě a nárůstu jeho ceny v obchodním bodě Henry Hub. V modelu jsou uvažovány ceny přepočtené podle průměrného kurzu z ledna roku 2015 a lze tedy konstatovat, že ve výsledku bude dosaženo velmi podobných hodnot, jako v případě modelu společnosti IEA, avšak s aktualizovanými vstupními daty.

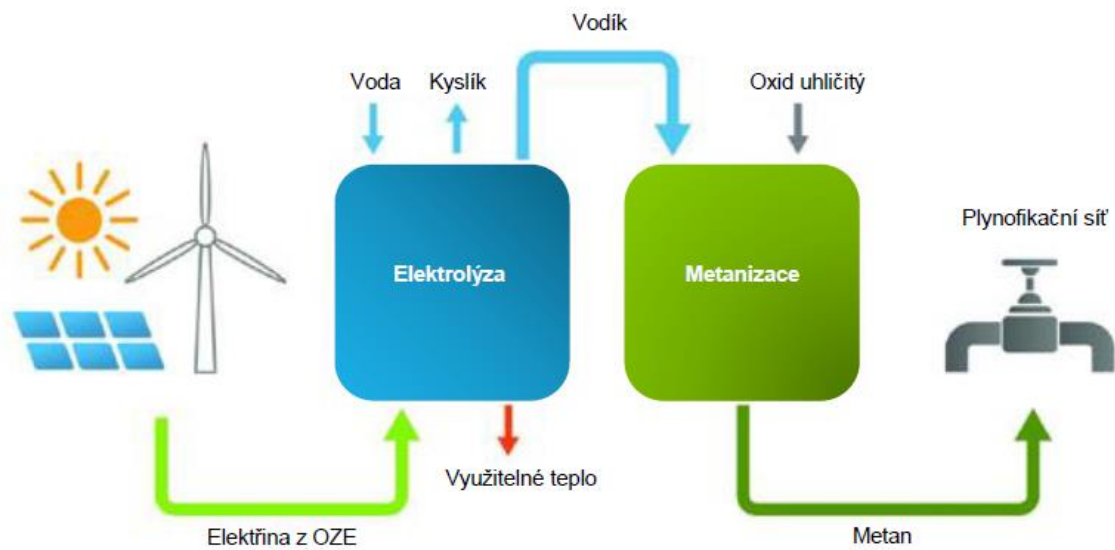
4.3 Pohled na vývoj trhu se zemním plynem po roce 2020

Na základě realizovaného modelu je možné konstatovat, že po roce 2020 je očekáván nárůst poptávky po zemním plynu v Evropě, který bude způsoben především požadavky na snížení negativního vlivu energetického průmyslu na životní prostředí a snahou o vyrovnání nerovnoměrné výroby elektřiny rozšiřujícími se obnovitelnými zdroji. Na druhou stranu bude dále docházet k poklesu nabídky především v důsledku postupného vyčerpávání nalezišť v Evropě a jen pozvolného nahrazování novými dodávkami přes Jižní plynový koridor a prostřednictvím nově vybudovaných LNG terminálů. V důsledku očekávaného nárůstu poptávky po LNG v Asii a jeho stále vysoké ceně v porovnání s Evropou lze předpokládat, že větší podíl využívaného LNG zvýší výslednou cenu zemního plynu v Evropě.

Z dlouhodobého hlediska je možné předpokládat rozšiřování infrastruktury zemního plynu a zvýšení propojenosti jednotlivých trhů. V souvislosti s tím bude postupem času docházet ke snižování rozdílu cen zemního plynu v odlišných lokalitách.

Inovativní technologie a koncepty

Podobu vývoje trhu se zemním plynem mohou ovlivnit také nové technologie a koncepty, mezi které patří například technologie „Power-to-gas“. Tato technologie se ve větší míře začala uplatňovat v souvislosti s potřebou akumulace většího množství energie generované z obnovitelných zdrojů. Podstatou technologie je využití generované elektřiny na elektrolýzu vody, ze které následně vznikne vodík. Z důvodu snazší manipulace a možnosti skladování je následně vodík prostřednictvím procesu metanizace přeměněn na metan a vtlačěn do plynovodních sítí. Tento koncept tedy pomáhá stabilizovat elektrizační síť a zároveň představuje další zdroj zemního plynu. V Evropě je tato technologie v současnosti využívána například v Dánsku a v Německu. Schématické znázornění principu technologie je uvedeno v následujícím obrázku.



Obrázek 14: Znárodnění schématu „Power-to-gas“. [64]

Z hlediska vlivu na poptávku může mít vliv rozšíření využívaných vodíkových technologií například v podobě automobilů na vodíkový pohon. Vodík je v současnosti totiž velice často vyráběn parním reformingem zemního plynu, což je relativně levná a nenáročná metoda jeho výroby a v současné době se v oblasti rozvoje využití vodíku v dopravě aktivně angažuje především Německo, které do roku 2023 plánuje vybudovat 400 vodíkových čerpacích stanic a z dlouhodobého hlediska plynovodní síť pro přepravu vodíku ze severu Německa na jih. Z hlediska vodíkové infrastruktury je v současnosti realizován projekt SWARM, jehož cílem je vytvořit mezinárodní vodíkovou dálnici, podél které budou umístěny vodíkové čerpací stanice. Do tohoto projektu je zapojeno Spojené království, Belgie a Německo. [65]

5 Ekonomická efektivnost výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu – modelový příklad

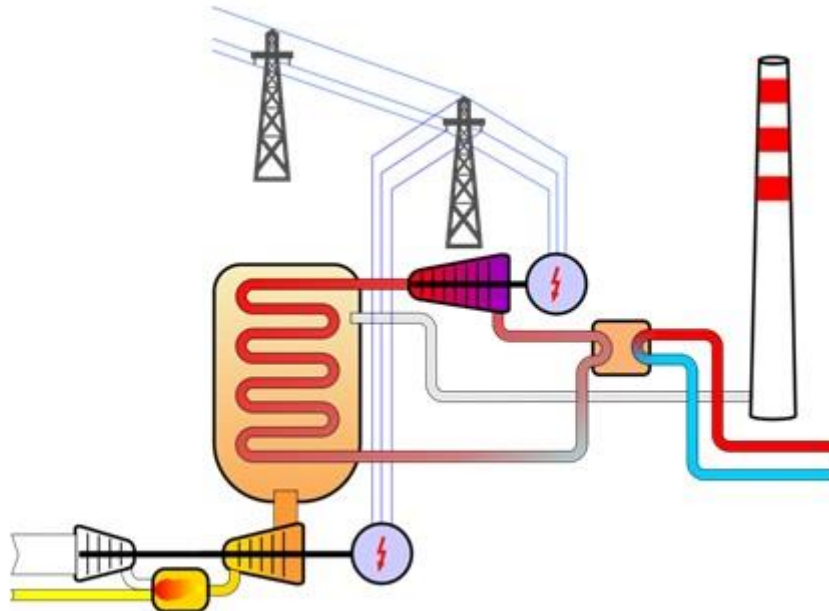
5.1 Výroba elektřiny a tepla ze zemního plynu

Společná výroba elektřiny a tepla, neboli kogenerace, někdy značená také zkratkou KVET (případně CHP v anglické literatuře), je proces, při kterém dochází k využití elektrické i tepelné energie a díky tomu je dosaženo vysoké účinnosti přeměny energie v porovnání se situací, kdy by docházelo k využití pouze elektrické energie.

Výroba elektřiny a tepla na bázi zemního plynu může být realizována prostřednictvím paroplynové elektrárny nebo kogeneračního motoru. V rámci této práce bude ekonomická efektivnost výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu pro velké výkony v řádech stovek megawattů posouzena na modelu paroplynové elektrárny a pro menší výkony v řádu stovek kilowattů až jednotek megawattů na modelu kogeneračního motoru. Každý z těchto způsobů výroby elektřiny a tepla má svoje technická a ekonomická specifika, která jsou dále zmíněna v následujících kapitolách.

5.1.1 Paroplynová elektrárna

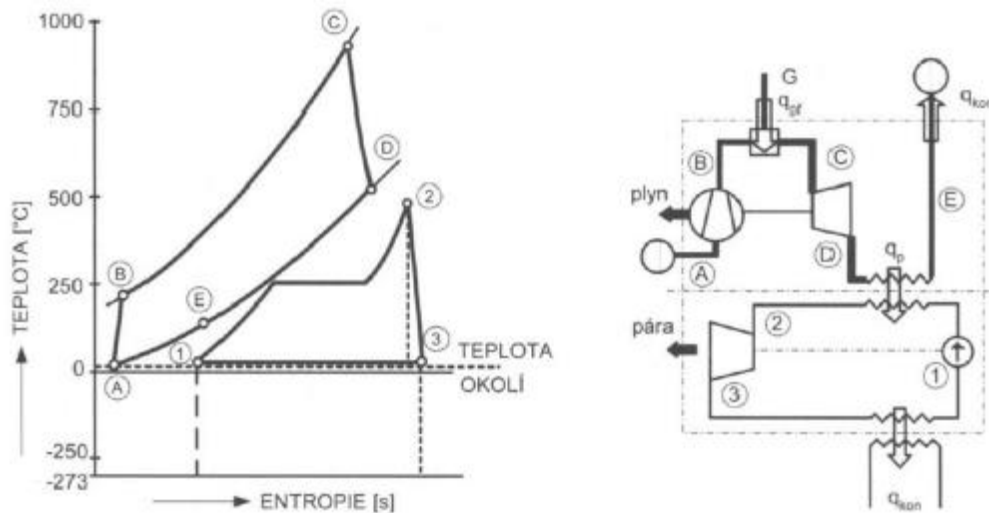
První možností výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu je výroba prostřednictvím paroplynové elektrárny, jejíž schéma je znázorněno na následujícím obrázku.



Obrázek 15: Schéma paroplynové elektrárny. [58]

Paroplynová elektrárna je založená na kombinaci plynového a parního cyklu pro využití maximálního množství energie ze vstupního paliva. Palivem je zemní plyn, který je turbokompresorem vháněn do spalovací komory plynové turbíny, ve které dochází ke spalování směsi stlačeného vzduchu s plynem. Plynová turbína zajišťuje přeměnu energie obsažené ve spalínách na mechanickou točivou energii. Spaliny vystupující z plynové turbíny jsou vedeny do spalínového kotle, ve kterém dochází k ohřevu a přeměně vody na páru. Takto vzniklá pára dále putuje na lopatky parní turbíny, kde dochází k přeměně tepelné energie páry na energii mechanickou. Generátor, který je napojen na parní turbínu, potom zajišťuje přeměnu mechanické energie na energii elektrickou. Pára, která vystupuje z vysokotlaké turbíny, dále proudí do kondenzátoru, který představuje zároveň tepelný výměník. V tomto místě je teplo předáváno do uzavřeného topného okruhu, který slouží k vytápění objektů a dodávce teplé užitkové vody pro odběratele. [58]

Účinnost přeměny energie paroplynové elektrárny je možné znázornit pomocí T-S diagramu vody a páry, který je uveden v následujícím schématu.

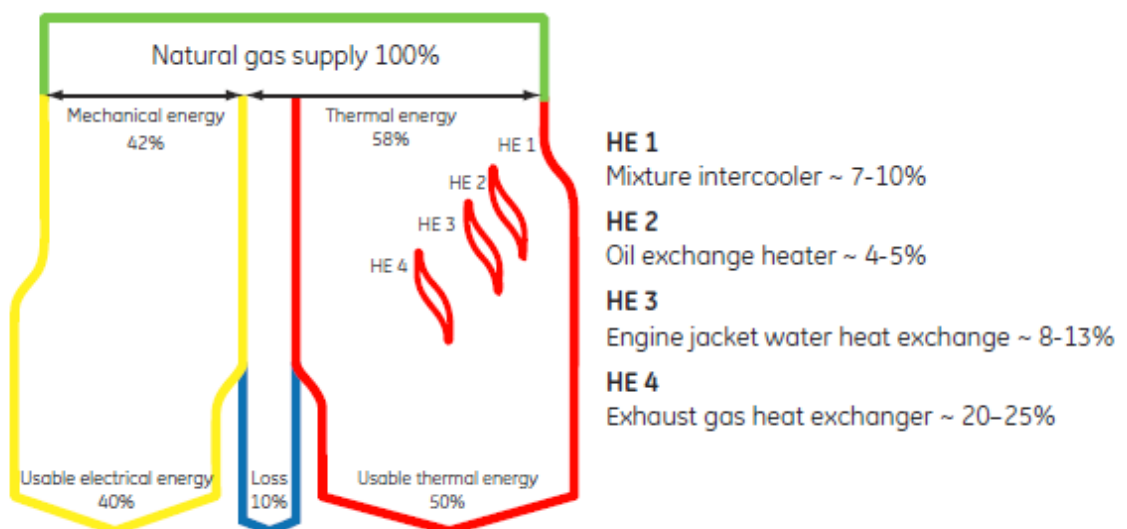


Obrázek 16: Schématické znázornění paroplynového cyklu. [59]

Z T-S diagramu vyplývá, že díky napojení parního cyklu na plynový je možné lépe využít energie paliva a dochází tak celkovému zvýšení účinnosti. Entalpie spalin, vystupujících z plynové turbíny, která by v pouze plynovém cyklu byla zmařena, je v paroplynovém cyklu využita pro ohřev vody a její přeměnu na páru. Účinnost na základě T-S diagramu je možné vypočítat podle následujícího vztahu.

$$\eta = \frac{(i_B - i_A) + (i_C - i_D)}{(i_C - i_D) + (i_2 - i_3)}$$

Postupné fáze procesu přeměny energie je možné znázornit pomocí níže uvedeného Sankeyova diagramu.



Obrázek 17: Sankeyův diagram zachycující energetické toky při procesu KVET. [62]

Při spalování zemního plynu v turbíně je přibližně 50 % jeho tepelné energie převedeno na spaliny o teplotě 400 až 500 °C, které mohou být dále využity pro výrobu páry. Další zbytkové teplo obsažené v chladicí kapalině generátoru, oleji a směsi vzduchu a paliva může být dále využito pro ohřev napájecí vody. [42]

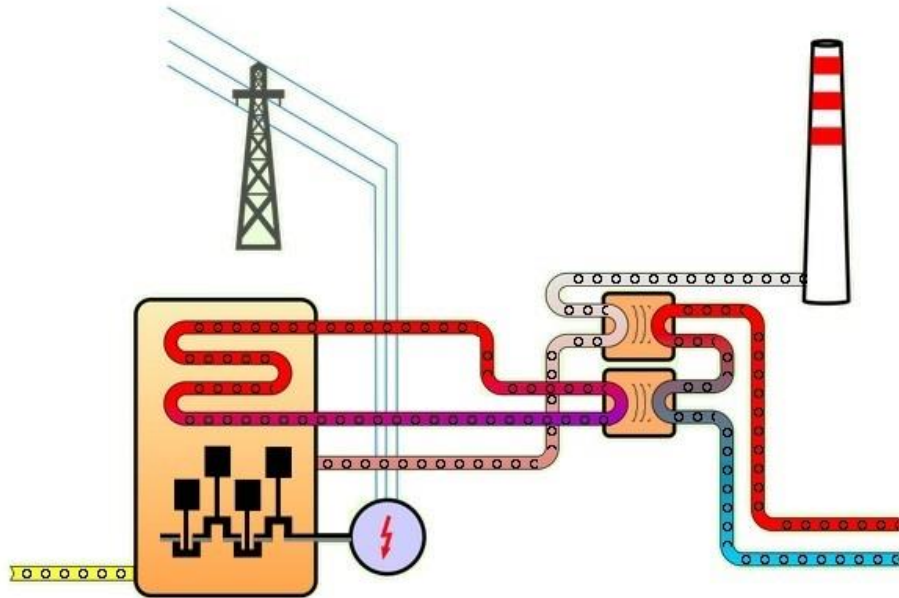
Pomocí Sankeyova diagramu je možné určit účinnosti přeměny energie v jednotlivých částech procesu a vyjádřit tak výsledné tepelné a elektrické účinnosti elektrárny jako celku. V případě paroplynové elektrárny dosahuje účinnost přeměny energie paliva na elektřinu 40 % a účinnost přeměny na teplo 50 %.

V modelovém příkladu je uvažováno optimální využití tepla kombinované výroby, které v tomto případě dosahuje 90 % produkce. Doba využití maxima dosahuje v případě uvažované paroplynové elektrárny 3 000 hodin ročně. Tuto situaci je možné uvažovat pouze za předpokladu dostatečné poptávky po teple během doby provozu například díky napojení na další průmyslové komplexy, kterým by teplo mohlo být dodáváno nebo pro ohřev TUV. V tomto režimu dosahuje celková účinnost výroby, určená na základě vyhlášky č. 453/2012 Sb., hodnoty 85 % a splňuje tak podmínky pro udělení zelených bonusů na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.

V praxi se lze často setkat se situací, kdy je paroplynová elektrárna díky schopnosti rychlé změny výstupního výkonu primárně využívána pro výrobu elektřiny v režimu špičkového zatížení a jako sekundární produkt je generováno a dále využíváno teplo. Při tomto způsobu provozu se míra využití tepla bude značně lišit v závislosti na lokalitě a ročním období. V tomto případě je ale nutné vzít v potaz hranice celkové účinnosti výroby a vlivu na výši zelených bonusů. Pokud by se celková účinnost paroplynové elektrárny podle vyhlášky č. 453 / 2012 Sb. dostala pod hodnotu 80 %, bylo by pro určení výše zelených bonusů nutné rozdělit celkové množství elektřiny vyrobené v kogenerační jednotce na množství elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla a na množství elektřiny, které z této výroby nepochází a následně vypočítat výši zelených bonusů.

5.1.2 Kogenerační motor

Další variantou výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu je kogenerační motor, jehož schéma je uvedeno v následujícím obrázku.



Obrázek 18: Schéma kogeneračního motoru. [58]

V případě kogeneračního motoru je zemní plyn nejprve vháněn do pístového motoru, který při spalování plynu roztáčí připojený generátor a ten generuje elektřinu. Motor při své funkci produkuje teplo, které je prostřednictvím chladicí vody předáváno do výměníku a dále využíváno. Stejným způsobem je využíváno i teplo spalin motoru. Výměna tepla ohřáté chladicí vody z okruhu kogeneračního motoru je realizována prostřednictvím výměníku. Dále je v soustavě zapojen také spalinový výměník, který umožňuje předání tepelné energie spalin do nosného média uzavřeného primárního topného okruhu pro vytápění objektů a ohřev teplé užitkové vody pro odběratele. Zbylé spaliny jsou vedeny do komína. [58]

Výhodou v případě využití zemního plynu jako paliva je nízká ekologická zátěž v porovnání s využitím uhlí nebo jiných fosilních paliv a také menší náročnost na údržbu elektrárny z důvodu nižší produkce odpadů. Významnou výhodou plynového motoru je také možnost rychlé regulace výstupního elektrického výkonu a schopnost poskytovat systémové služby.

V případě posuzovaných kogeneračních motorů je uvažována jejich instalace za účelem uspokojení požadavků na dodávku tepla a je předpokládáno 100% využití produkovaného tepla.

5.2 Parametry ekonomického hodnocení KVET

Kromě výše uvedených parametrů, které jsou specifické pro jednotlivé varianty, je nutné ještě dále určit společné parametry pro ekonomické hodnocení.

5.2.1 Diskontní sazba

Prvním z těchto parametrů je výše diskontní sazby, která je pro případ plynových elektráren pro výrobu elektřiny a tepla na bázi zemního plynu určena společností Oxera, která se specializuje na tuto oblast, jako 6 až 9 % pro rok 2020 a 5 až 8 % pro rok 2040. [70]

Konkrétní výši diskontní sazby je možné určit pomocí vážené ceny kapitálu WACC. Hodnota WACC je vypočítána dle následujícího vztahu.

$$WACC = r_d \cdot (1-t) \cdot \frac{D}{D+E} + r_e \cdot \frac{E}{D+E}, \text{ kde}$$

r_d ...úroková sazba za poskytnutý cizí kapitál,

t ... sazba daně z příjmů,

D ...tržní hodnota úročených cizích zdrojů – bankovní úvěry / obligace / leasing,

r_e ...náklady na vlastní kapitál,

E ...tržní hodnota vlastního jmění.

V tomto vztahu hraje důležitou roli diskontní sazba vlastního kapitálu, kterou je nutné dále vypočítat například pomocí metody CAPM. Náklady na vlastní kapitál v případě použití této metody vychází následovně.

$$r_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f), \text{ kde}$$

r_f ...bezriziková úroková míra (výnosnost); v praxi často využívány sazby státních dluhopisů.

β ...míra systematického tržního rizika; ukazatel vyjadřuje poměr mezi rizikem referenčního trhu a rizikem v daném odvětví.

$(r_m - r_f)$...tržní riziková přírážka; rozdíl mezi očekávanou výnosností celého trhu a bezrizikové míry.

Pro případ jednotlivých projektů je uvažováno financování z vlastních zdrojů společností, které by realizovaly výstavbu těchto výroben, proto je diskontní sazba určena jako ekvivalent nákladů na vlastní kapitál.

První složkou, kterou je nutné za účelem výpočtu tohoto parametru zjistit, je bezriziková úroková míra, která je reprezentována sazbou státního dluhopisu ST.DLUHOP. 2,50/28 ve výši 2,5 %. [71]

Další složka nákladů na vlastní kapitál je míra systematického tržního rizika, které není možné eliminovat diversifikací portfolia. Tato složka je reprezentována koeficientem beta, který je určen podle projektové dokumentace k výstavbě elektrárny pro kombinovanou výrobu elektřiny tepla v Jordánsku o instalovaném výkonu ve výši 386,96 MW. Podle této studie dosahuje koeficient beta hodnoty 0,93. [72]

Poslední složka pro určení výše diskontní sazby je tržní riziková přírážka, což je rozdíl mezi očekávanou výnosností celého trhu a bezrizikové míry. Tato položka je rovněž určena podle výše uvedené projektové dokumentace a dosahuje hodnoty 6,57%. [72]

Výše diskontní sazby tak ve výsledku dosahuje následující hodnoty.

$$r = r_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) = 2,5\% + 0,93 \cdot 6,57\% = 8,61\%$$

5.2.2 Doba porovnání investic

Pro porovnání ekonomické efektivnosti investic představuje důležitou roli také uvažovaná doba porovnání. Jednotlivé porovnávané projekty mají odlišnou dobu životnosti, kdy v případě paroplynové elektrárny s instalovaným výkonem 400 MWe, je uvažována životnost ve výši 30 let a pro kogenerační motor je uvažována životnost ve výši 20 let. Pro jednotlivé projekty je nejprve určena čistá současná hodnota (NPV).

Pro vzájemné porovnání investic s odlišnou dobou životnosti je možné využít ročních ekvivalentních toků hotovosti (RCF) nebo periodického opakování investic do dosažení stejné doby porovnání.

5.3 Aplikované ukazatele ekonomické efektivity

Pro hodnocení ekonomické efektivity investic do kombinovaných výroben elektřiny a tepla na bázi zemního plynu jsou v rámci této práce využity ukazatele čisté současné hodnoty (NPV) a vnitřního výnosového procenta (IRR). Za účelem možnosti porovnání investic s odlišnou dobou životnosti je využito ročního ekvivalentního cash flow (RCF). Pro účely názornosti je vypočtena i diskontovaná doba návratnosti investice (DPP). Metodika výpočtu jednotlivých ukazatelů je uvedena v následujících podkapitolách.

5.3.1 Čistá současná hodnota (NPV)

Čistá současná hodnota je absolutním ukazatelem ekonomické efektivity investic respektujícím časovou hodnotu peněz prostřednictvím diskontní sazby. Způsob výpočtu tohoto ukazatele je vysvětlen následujícím vztahem.

$$NPV = \sum_{t=0}^T CF_t \cdot (1+r)^{-t}, \text{ kde}$$

$CF_t \dots$ Velikost hotovostního toku v roce „t“
 $r \dots$ Výše diskontní sazby

5.3.2 Vnitřní výnosové procento (IRR)

Vnitřní výnosové procento je dalším ukazatelem ekonomické efektivity investic, v tomto případě se ale jedná o ukazatele relativního. Vnitřní výnosové procento udává, při jaké výši diskontní sazby bude NPV nulové. Způsob výpočtu je uveden v následujícím vztahu.

$$0 = \sum_{t=0}^T CF_t \cdot (1+IRR)^{-t}$$

5.3.3 Roční ekvivalentní cash flow (RCF)

Roční ekvivalentní hodnota cash flow (RCF) je často využívaným ukazatelem pro vzájemné porovnání investic s odlišnou dobou životnosti. Hodnotu tohoto ukazatele je možné zjistit za znalosti čisté současné hodnoty a poměrné anuity projektu podle následujícího vztahu.

$$RCF = NPV \cdot a_p, \text{ kde}$$

NPV ... Čistá současná hodnota
 a_p ... Poměrná anuita

Poměrnou anuitu je možné vypočítat podle následujícího vztahu.

$$a_p = \frac{(1+r)^n \cdot r}{(1+r)^n - 1}.$$

V případě životnosti investice o délce 20 let bude poměrná anuita dosahovat hodnoty:

$$a_{p20} = \frac{(1+r)^n \cdot r}{(1+r)^n - 1} = \frac{(1+0,0861)^{20} \cdot 0,0861}{(1+0,0861)^{20} - 1} = 0,1065$$

V případě životnosti investice o délce 30 let bude poměrná anuita dosahovat hodnoty:

$$a_{p30} = \frac{(1+r)^n \cdot r}{(1+r)^n - 1} = \frac{(1+0,0861)^{30} \cdot 0,0861}{(1+0,0861)^{30} - 1} = 0,09399$$

5.3.4 Diskontovaná doba návratnosti (DPP)

Diskontovaná doba návratnosti je názorným a rychlým způsobem hodnocení návratnosti investice a v porovnání s prostou dobou návratnosti respektuje časovou hodnotu peněz. Způsob výpočtu tohoto ukazatele je uveden v následujícím vztahu.

$$DPP = \ln \left(\frac{1}{1 - \frac{I_1 \cdot r}{CF_t}} \right) \div \ln(1+r), \text{ kde}$$

I_1 ... Počáteční investice

r ... Diskontní sazba

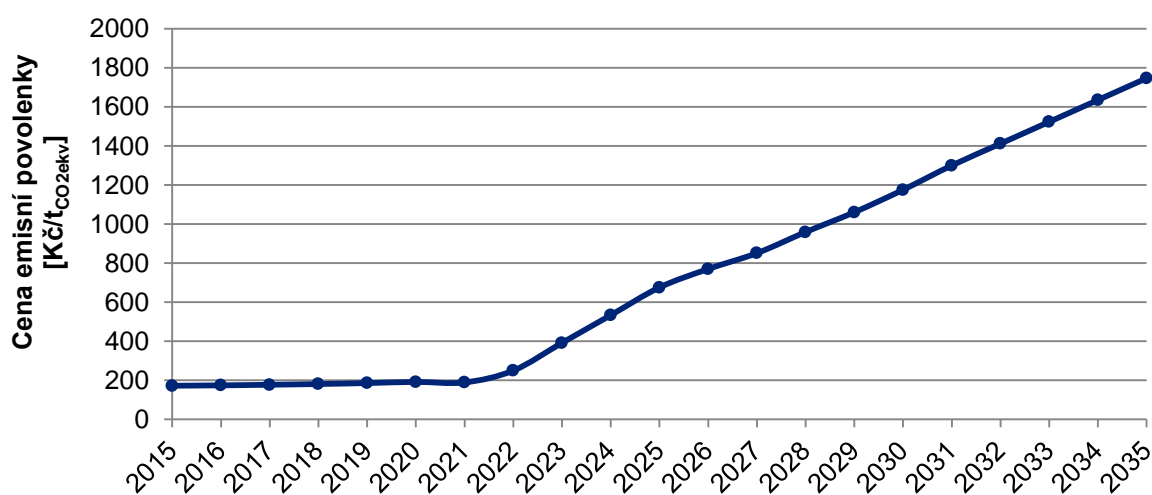
CF ... Periodický hotovostní tok

5.4 Hodnocení ekonomické efektivity variant výroby elektřiny a tepla

Pro hodnocení ekonomické efektivity výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu je významným prvkem očekávaná cena zemního plynu. V realizovaném modelu je uvažován postupný nákup zemního plynu během doby životnosti investice.

Hodnocení ekonomické efektivity je realizováno na základě predikovaného scénáře vývoje cen zemního plynu a následně je provedena řada citlivostních analýz, která umožňuje bližší posouzení změny vstupních parametrů na ekonomiku uvažovaných projektů. Očekávaný vývoj ceny zemního plynu je dán predikovaným vývojem komoditní ceny jako neregulované složky a dále regulovanou složkou, jejíž výše je v jednotlivých letech pro účely modelu uvažována jako konstantní. Vývoj výsledné ceny zemního plynu pro hodnocení ekonomické efektivity po započtení složek za přepravu a distribuci plynu a služby OTE je individuální podle množství odebíraného plynu a pro každý případ varianty výroby elektřiny a tepla je uveden v příslušné podkapitole.

Kromě samotné ceny zemního plynu hraje důležitou roli i vývoj ceny emisních povolenek, které se v ekonomickém hodnocení projeví jako náklad. Pro predikci vývoje ceny emisních povolenek byl jako výchozí zdroj dat do roku 2020 předpokládán vývoj cen futures na burze EEX. Pro predikci dat od roku 2020 do roku 2030 je výchozím zdrojem studie Point Carbon společnosti Thomson Reuters. Průběh hodnot do roku 2035 vznikl extrapolací vývoje mezi roky 2020 a 2030 a předpokládá snahu o výraznou redukci produkce skleníkových plynů v Evropské unii do roku 2050. Očekávaný vývoj ceny emisních povolenek je uveden v následujícím grafu.



Graf 30: Očekávaný vývoj cen emisních povolenek EU ETS. [73, 74]

V každé z variant výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu jsou porovnány výnosy a náklady v jednotlivých letech a je započtena daň z příjmů právnických osob ve výši 19 %. Velikost daně je snížena odpisy a v případech s kladným ziskem se tak projevuje efekt

daňového štítu. Na základě těchto údajů jsou určeny hotovostní toky jednotlivých let, ze kterých jsou dále vypočteny ukazatele ekonomické efektivity. Hotovostní toky jsou určeny na základě následujících položek.

| Kategorie | Položka |
|----------------|----------------------------------------------------|
| Výnosy | Prodej elektřiny (Base Load, 915,6 Kč/MWh bez DPH) |
| | Prodej tepla (Lokalita Brno, 480 Kč/GJ bez DPH) |
| | Zelený bonus za KVET |
| Výdaje | Investice |
| Náklady | Palivové náklady |
| | Emisní povolenky |
| | Provoz a údržba |
| Daň | Daň z příjmů 19 % |

Tabulka 8: Položky udávající výši toků hotovosti.

Podle zákona č. 383/2012 Sb. o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů je subjekt povinen nakupovat emisní povolenky v případě, že celkový jmenovitý tepelný příkon zařízení je vyšší než 20 MW. Do této oblasti spadá pouze uvažovaná paroplynová elektrárna. Uvažované kogenerační motory do této kategorie nespádají a z tohoto důvodu u nich není nutné uvažovat nákup emisních povolenek.

V modelu hodnocení ekonomické efektivity jednotlivých variant výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu je uvažována konstantní výše ceny elektřiny a tepla po dobu hodnocení.

5.4.1 Paroplynová elektrárna

První hodnocenou variantou výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu je paroplynová elektrárna s instalovaným výkonem 400 MWe a níže uvedenými parametry.

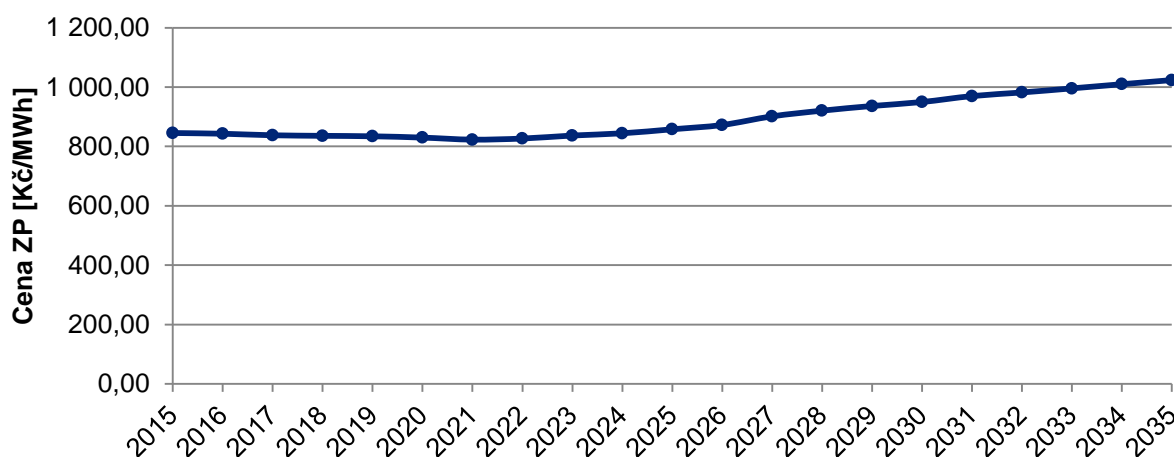
| Parametr | Hodnota |
|----------------------------------------------------|--------------|
| Doba životnosti | 30 let |
| Diskontní sazba | 8,61 % |
| Provoz a údržba | 165 Kč / MWh |
| Elektrická účinnost | 40 % |
| Tepelná účinnost | 50 % |
| Instalovaný elektrický výkon | 400 MW |
| Podíl vlastní spotřeby na hrubém el. výkonu | 1,88 % |
| Míra využití produkovaného tepla | 90 % |
| Doba využití maxima | 3 000 h/rok |

Tabulka 9: Parametry pro ekonomické hodnocení paroplynové elektrárny.

Velice významným prvkem ovlivňujícím ekonomiku paroplynové elektrárny za uvažovanou dobu životnosti je výše počáteční investice. V tomto případě se měrná hodnota investice pohybuje ve výši 23 000 až 38 000 Kč/kWe s nejčastěji se vyskytující hodnotou ve výši 28 000 Kč/kWe. S touto hodnotou je uvažováno při výpočtu ceny paroplynové elektrárny, která tak dosahuje výše 11,18 miliardy Kč. [63]

Pro posouzení výše investice je provedeno porovnání s existující paroplynovou elektrárnou využívající zemní plyn na území České republiky. Z hlediska principu je ekvivalentní paroplynová elektrárna Počeradý s instalovaným elektrickým výkonem dosahujícím výše 838 MWe. Investiční náklady na pořízení této elektrárny dosahovaly 14,777 miliardy Kč, což v přepočtu vychází na 17 425,7 Kč/kWe. Jde tedy vzhledem k použité technologii o relativně nízkonákladovou realizaci.

Dalším významným vstupním parametrem pro hodnocení ekonomické efektivity je predikovaný vývoj ceny zemního plynu včetně plateb za přenos, distribuci a systémové služby OTE. Výše plateb za přenos, distribuci a systémové služby OTE byla určena podle cenového rozhodnutí ERÚ a pro tento případ dosahuje 149,39 Kč/MWh. Z hlediska instalace v reálných podmínkách by stála za zvážení možnost připojení paroplynové elektrárny přímo na tranzitní plynovod, díky čemuž by mohla být redukována výše této složky ceny. Vývoj výsledné predikované ceny zemního plynu je uveden v následujícím grafu.



Graf 31: Predikovaný vývoj cen zemního plynu pro KVET s instalovaným výkonem 400 MWe.

Z důvodu relativně dlouhé životnosti paroplynové elektrárny je předpokládán vývoj cen zemního plynu a cen emisních povolenek podle trendu mezi roky 2025 a 2035. Tento předpoklad je založen na očekávané snaze Evropské komise prosadit cíle pro významnou redukci emisí skleníkových plynů do roku 2050. Na základě výše specifikovaných údajů je již možné sestavit výkaz hotovostních toků, jehož struktura je uvedena v následující tabulce.

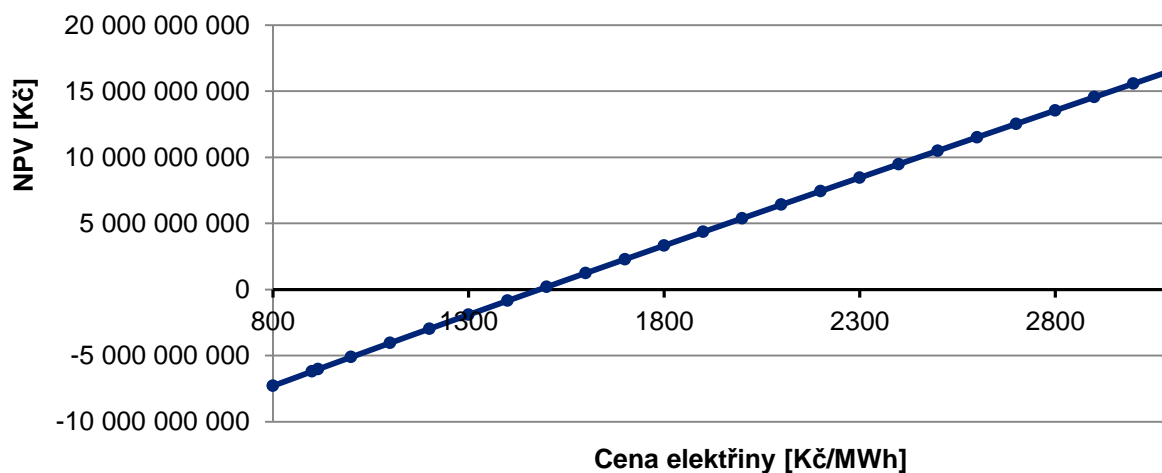
| Kategorie | Rok | 2015 | 2016 | 2017 | 2045 |
|---------------------------------|----------------------|-----------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| Výnosy | Prodej elektřiny | 0 Kč | 1 078 028 893 Kč | 1 078 028 893 Kč | 1 078 028 893 Kč |
| | Prodej tepla | 0 Kč | 2 332 800 000 Kč | 2 332 800 000 Kč | 2 332 800 000 Kč |
| | Zelený bonus na KVET | 0 Kč | 478 480 317 Kč | 478 480 317 Kč | 478 480 317 Kč |
| Výdaje | Investice | 11 180 000 000 Kč | 0 Kč | 0 Kč | 0 Kč |
| Náklady | Palivové náklady | 0 Kč | 2 528 688 720 Kč | 2 513 174 439 Kč | 3 585 183 267 Kč |
| | Emisní povolenky | 0 Kč | 102 040 800 Kč | 103 797 600 Kč | 1 655 036 140 Kč |
| | Provoz a údržba | 0 Kč | 198 000 000 Kč | 198 000 000 Kč | 198 000 000 Kč |
| | Odpisy | 0 Kč | 372 666 667 Kč | 372 666 667 Kč | 372 666 667 Kč |
| Daň | Daň z příjmů 19 % | 0 Kč | 130 703 474 Kč | 133 317 396 Kč | 0 Kč |
| Hotovostní toky | CF | -11 180 000 000 Kč | 929 876 215 Kč | 941 019 775 Kč | -1 548 910 197 Kč |
| | KCF | -11 180 000 000 Kč | -10 250 123 785 Kč | -9 309 104 010 Kč | -11 824 033 847 Kč |
| | DCF | -11 180 000 000 Kč | 856 159 984 Kč | 797 734 405 Kč | -129 992 960 Kč |
| | KDCF | -11 180 000 000 Kč | -10 323 840 016 Kč | -9 526 105 611 Kč | -6 027 294 470 Kč |
| Hodnocení ekonomické efektivity | NPV | -6 027 294 469,57 Kč | | | |
| | IRR | N/A | | | |
| | RCF | -566 499 824,47 Kč | | | |
| | DPP | N/A | | | |

Tabulka 10: Výkaz hotovostních toků paroplynové elektrárny.

Z hotovostních toků v jednotlivých letech byly určeny ukazatele ekonomické efektivity investice, mezi které patří NPV, IRR, RCF a DPP. Na základě provedeného vyhodnocení vyšla čistá současná hodnota ve výši - 6,027 miliard Kč. Čistá současná hodnota je za daných parametrů záporná a investici není možné doporučit. Roční ekvivalentní hotovostní tok pro uvažovanou dobu životnosti dosahuje hodnoty - 566,5 milionů Kč. Nejvýznamnější položkou, která negativně ovlivňuje ekonomiku paroplynové elektrárny tohoto rozsahu, jsou palivové náklady na pořízení zemního plynu. Zároveň zelené bonusy jsou v porovnání s menšími kogeneračními motory nižší při přepočtu na vyrobenou MWh a tvoří jen přibližně 12 % celkových příjmů, kdežto například v případě kogeneračního motoru Quanto D2000 dosahuje tento podíl přibližně hodnoty 34 %. Hlavní část výnosů je v tomto případě realizována z prodeje tepla koncovým zákazníkům a případným dalším odběratelům, kdy je předpokládáno využití tepla s podílem 90 % produkce po 3000 hodin v roce. Pro posouzení vlivu vstupních parametrů na NPV jsou v následujících bodech uvedeny citlivostní analýzy.

5.4.1.1 Citlivostní analýza

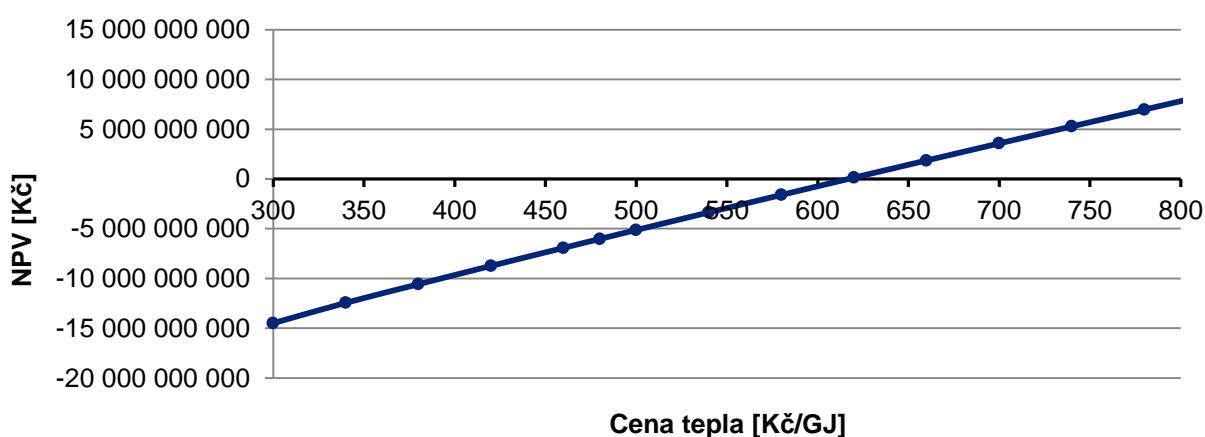
a) Závislost NPV na ceně elektřiny



Graf 32: Závislost NPV na ceně prodávané elektřiny.

Z výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že s nárůstem ceny elektřiny se NPV uvažované investice zvyšuje. Pro současnou uvažovanou cenu elektřiny ve výši 915,6 Kč/MWh dosahuje NPV hodnoty - 6,027 miliard Kč. Bod zvratu nastává v případě, kdy by při zachování všech ostatních parametrů dosahovala cena elektřiny výše 1 481 Kč/MWh, což přibližně odpovídá ceně elektřiny 54 €/MWh.

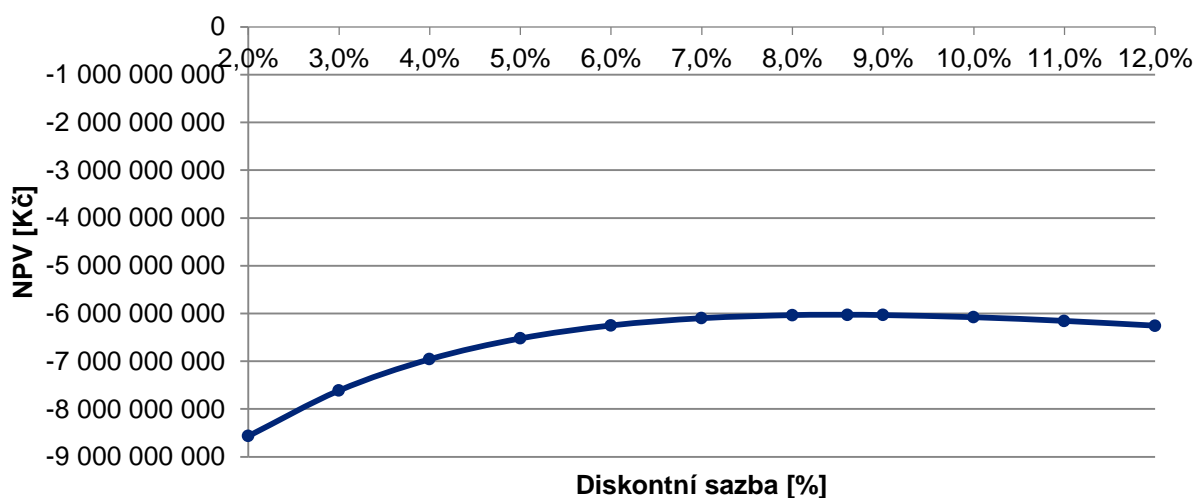
b) Závislost NPV na ceně tepla



Graf 33: Závislost NPV na ceně tepla.

Citlivostní analýza závislosti NPV na ceně tepla ukazuje, že investice by se stala ekonomicky efektivní, pokud by cena tepla dosahovala výše minimálně 617 Kč/GJ. Cena tepla je faktorem, který má ze všech výnosových položek za daných parametrů největší vliv na výslednou hodnotu NPV.

c) Závislost NPV na diskontní sazbě



Graf 34: Závislost NPV na diskontní sazbě.

Z grafu závislosti NPV na diskontní sazbě je možné pozorovat, že při všech posuzovaných hodnotách diskontní sazby nabývá NPV záporných hodnot a investici tak nelze doporučit. Maximální, i když záporné, hodnoty NPV dosahuje investice při diskontní sazbě ve výši přibližně 8,6 %.

5.4.2 Kogenerační motory

Pro účely posouzení ekonomické efektivity byly vybrány kogenerační jednotky Quanto D2000 a Cento L200 společnosti TEDOM s instalovaným elektrickým výkonem 2000 kW, respektive 200 kW. Parametry uvažovaných kogeneračních jednotek jsou uvedeny v následující tabulce.

| Parametr | Quanto D2000 | Cento L200 |
|------------------------------------------------|---------------|--------------|
| <i>Elektrický výkon</i> | 2 000 kW | 200 kW |
| <i>Tepelný výkon</i> | 2 155 kW | 239 kW |
| <i>Elektrická účinnost</i> | 43,70 % | 41,60 % |
| <i>Tepelná účinnost</i> | 47,00 % | 49,70 % |
| <i>Celková účinnost</i> | 90,70 % | 91,30 % |
| <i>Příkon v palivu</i> | 4 578 kW | 480 kW |
| <i>Podíl vlastní spotřeby na hrubém výkonu</i> | 2,74 % | 4,35 % |
| <i>Doba využití maxima</i> | 3 000 h/rok | 3 000 h/rok |
| <i>Provoz a údržba</i> | 142 Kč/MWh | 233 Kč/MWh |
| <i>Cena</i> | 19 652 000 Kč | 3 727 000 Kč |

Tabulka 11: Parametry posuzovaných kogeneračních jednotek společnosti TEDOM. [59]

V případě obou kogeneračních jednotek jde o vysokoúčinnou výrobu elektřiny a tepla, kdy celková účinnost dosahuje hodnot přes 90 %. Na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla ze zdrojů s takto vysokou účinností se vztahuje podpora ve formě zelených bonusů na KVET, která má významný dopad na ekonomiku posuzovaných variant. Podpora ve formě zelených bonusů je pro jednotlivé typy kogeneračních jednotek uvedena v kapitolách hodnocení pro jednotlivé varianty. Výše nákladů na provoz a údržbu, velikost vlastní spotřeby a pořizovací ceny jsou určeny podle informací poskytnutých obchodním a servisním oddělením společnosti TEDOM.

5.4.2.1 TEDOM Quanto D2000

V případě kogenerační jednotky Quanto D2000 je možné čerpat podporu ve formě zelených bonusů na KVET podle níže uvedené tabulky. V případě této kogenerační jednotky je uvažována doba využití maxima ve výši 3 000 hodin ročně. Výše zelených bonusů pro tento případ je uvedena v následující tabulce.

| Zelený bonus | Hodnota |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Zelený bonus za výrobu elektřiny z KVET | 830 Kč/MWh |
| Doplňková sazba 1 k základní sazbě zeleného bonusu za veškerou elektřinu z KVET – výroba elektřiny spalující samostatně zemní plyn | 455 Kč/MWh |
| Zelený bonus na teplo | 50 Kč/GJ |

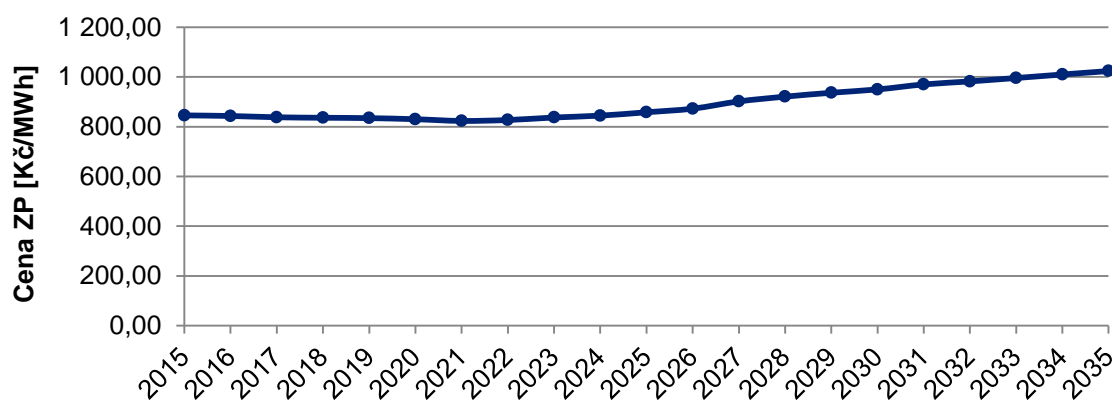
Tabulka 12: Výše zelených bonusů v případě realizace kogenerační jednotky Quanto D2000. [61]

Pro porovnání ekonomické efektivity jsou v následující tabulce uvedeny hlavní parametry této varianty modelu kombinované výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu.

| Parametr | Hodnota |
|-----------------------------------------|---------------|
| Doba životnosti | 20 let |
| Diskontní sazba | 8,61 % |
| Provoz a údržba | 142 Kč/MWh |
| Elektrická účinnost | 43,7 % |
| Tepelná účinnost | 47,0 % |
| Podíl vlastní spotřeby na hrubém výkonu | 2,74 % |
| Instalovaný elektrický výkon | 2 MW |
| Doba využití maxima | 3 000 h/rok |
| Cena | 19 652 000 Kč |

Tabulka 13: Parametry pro ekonomické hodnocení varianty kogeneračního motoru.

V případě tohoto zdroje je také významným vstupním parametrem pro hodnocení ekonomické efektivity predikovaný vývoj ceny zemního plynu včetně plateb za přenos, distribuci a systémové služby OTE. Výše plateb za přenos, distribuci a systémové služby OTE byla určena podle cenového rozhodnutí ERÚ a pro tento případ dosahuje 149,39 Kč/MWh. Vývoj výsledné predikované ceny zemního plynu je uveden v následujícím grafu.



Graf 35: Predikovaný vývoj cen zemního plynu pro KVET s instalovaným výkonem 2 MWe.

Na základě výše specifikovaných údajů je možné sestavit výkaz hotovostních toků, jehož struktura je uvedena v následující tabulce.

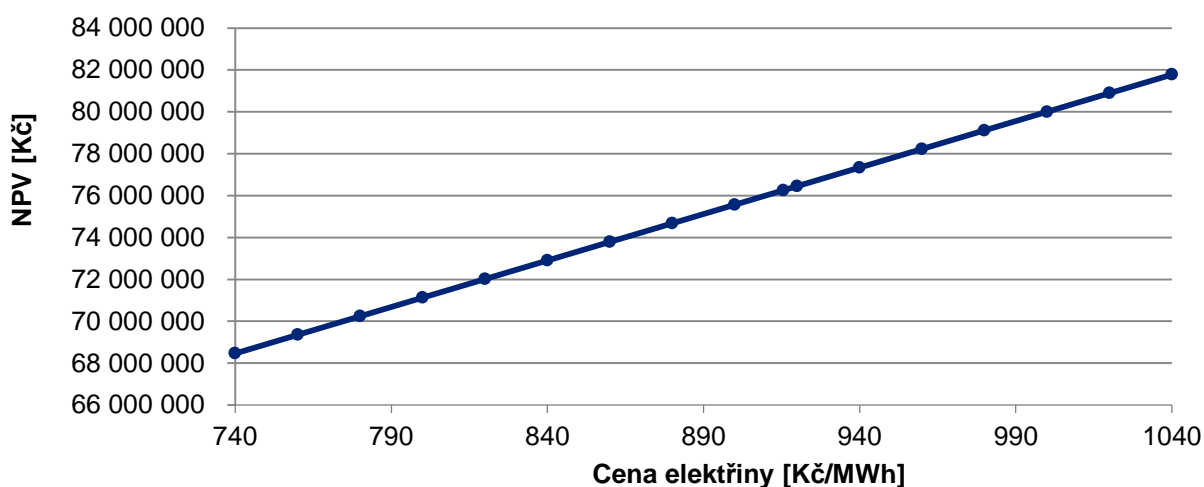
| Kategorie | Rok | 2015 | 2016 | 2017 | 2035 |
|----------------------------------------|----------------------|-------------------------|---------------|---------------|----------------|
| Výnosy | Prodej elektřiny | 0 Kč | 5 343 350 Kč | 5 343 350 Kč | 5 343 350 Kč |
| | Prodej tepla | 0 Kč | 11 171 520 Kč | 11 171 520 Kč | 11 171 520 Kč |
| | Zelený bonus na KVET | 0 Kč | 8 662 832 Kč | 8 662 832 Kč | 8 662 832 Kč |
| Výdaje | Investice | 19 652 000 Kč | 0 Kč | 0 Kč | 0 Kč |
| Náklady | Palivové náklady | 0 Kč | 11 576 337 Kč | 11 505 313 Kč | 14 059 737 Kč |
| | Provoz a údržba | 0 Kč | 852 000 Kč | 852 000 Kč | 852 000 Kč |
| | Odpisy | 0 Kč | 982 600 Kč | 982 600 Kč | 982 600 Kč |
| Daň | Daň z příjmů 19 % | 0 Kč | 2 235 685 Kč | 2 249 180 Kč | 1 763 839 Kč |
| Hotovostní toky | CF | -19 652 000 Kč | 10 513 679 Kč | 10 571 209 Kč | 8 502 126 Kč |
| | KCF | -19 652 000 Kč | -9 138 321 Kč | 1 432 888 Kč | 178 676 422 Kč |
| | DCF | -19 652 000 Kč | 9 680 204 Kč | 8 961 573 Kč | 1 629 758 Kč |
| | KDCF | -19 652 000 Kč | -9 971 796 Kč | -1 010 223 Kč | 76 257 111 Kč |
| Hodnocení ekonomické efektivity | NPV | 76 257 110,72 Kč | | | |
| | IRR | 53,7% | | | |
| | RCF | 8 122 873,80 Kč | | | |
| | DPP | 3 roky | | | |

Tabulka 14: Výkaz hotovostních toků kogenerační jednotky Quanto D2000.

Na základě provedeného vyhodnocení ukazatelů ekonomické efektivity vyšla čistá současná hodnota ve výši 76,26 milionů Kč a vnitřní výnosové procento ve výši 53,7 %. Na základě těchto údajů je možné investici doporučit a následná diskontovaná doba návratnosti pak bude dosahovat 3 let. Roční ekvivalentní toky hotovosti dosahují v tomto případě hodnoty 8,12 milionů Kč. Pro posouzení vlivu vstupních parametrů na NPV jsou v následujících bodech uvedeny citlivostní analýzy.

5.4.2.1.1 Citlivostní analýza

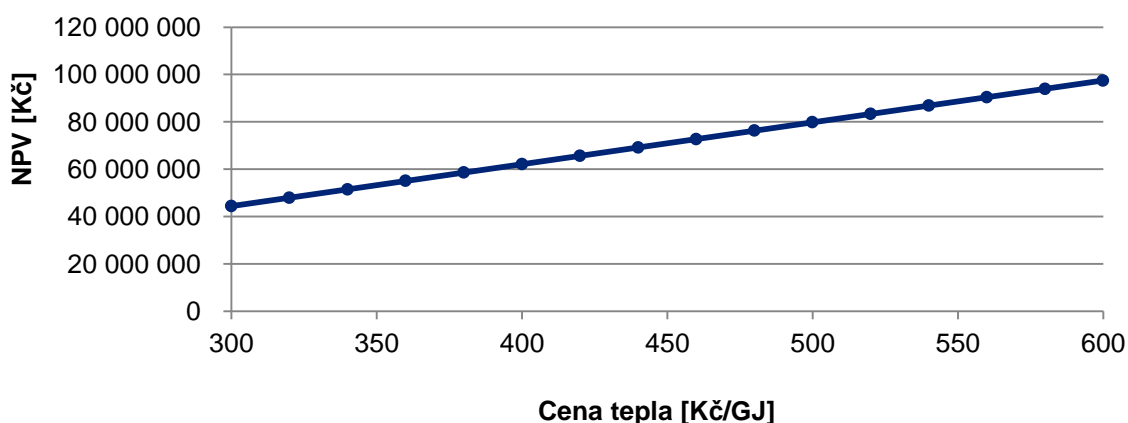
a) Závislost NPV na ceně elektřiny



Graf 36: Závislost NPV na ceně elektřiny.

Z výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že s nárůstem ceny elektřiny se NPV uvažované investice zvyšuje a při posuzovaných rozsazích ceny elektřiny dosahuje vždy kladných hodnot. V rámci citlivostní analýzy bylo zjištěno, že i v případě nulové ceny elektřiny by NPV dosahovalo přibližně hodnoty 35,6 milionů Kč, což je dáno faktem, že nejvýznamnější výnosové položky jsou výnosy z prodeje tepla a zelené bonusy za KVET.

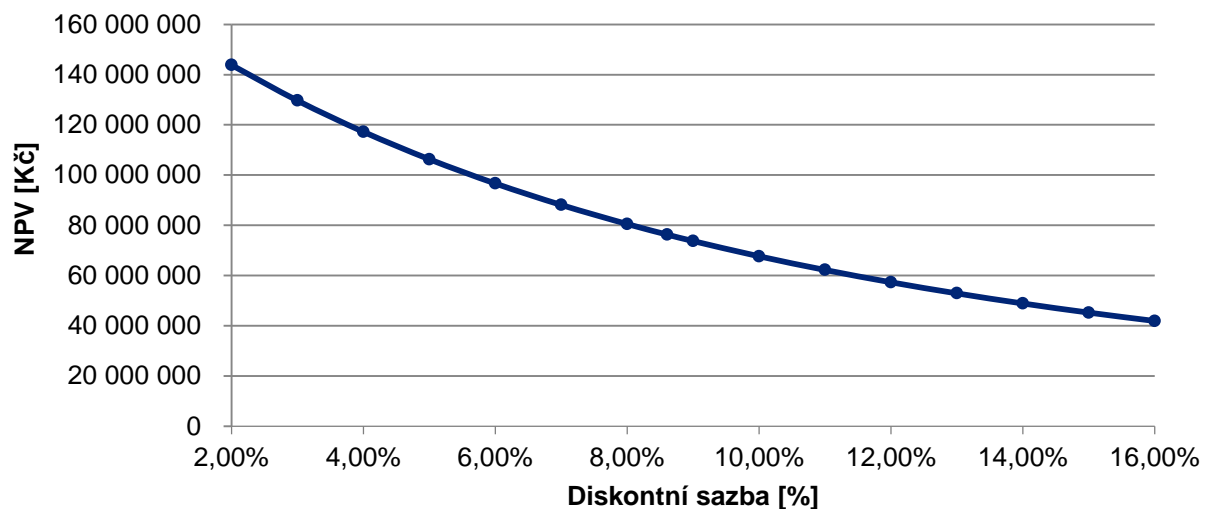
b) Závislost NPV na ceně tepla



Graf 37: Závislost NPV na ceně tepla.

Podobně jako u paroplynové elektrárny hraje i v tomto případě významnou roli na výsledné hodnotě NPV cena tepla, která má ale v porovnání s paroplynovou elektrárnou již menší váhu v důsledku vlivu podpory KVET.

c) Závislost NPV na diskontní sazbě



Graf 38: Závislost NPV na diskontní sazbě.

Z grafu závislosti NPV na diskontní sazbě vyplývá, že spolu se zvyšováním diskontní sazby dochází k poklesu čisté současné hodnoty investice. Investici je možné doporučit v případě, kdy diskontní sazba bude nižší než 53,7 %.

5.4.2.2 Cento L200

V případě kogenerační jednotky Cento L200 je rovněž možné čerpat podporu ve formě zelených bonusů na KVET, která díky nižšímu instalovanému elektrickému výkonu dosahuje vyšších hodnot a je uvedena v tabulce níže. V případě tohoto kogeneračního motoru je také uvažována doba využití maxima ve výši 3 000 hodin ročně. Výše zelených bonusů je uvedena v následující tabulce.

| Zelený bonus | Hodnota |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Zelený bonus za výrobu elektřiny z KVET | 1 180 Kč/MWh |
| Doplňková sazba 1 k základní sazbě zeleného bonusu za veškerou elektřinu z KVET – výroba elektřiny spalující samostatně zemní plyn | 455 Kč/MWh |
| Zelený bonus na teplo | 50 Kč/GJ |

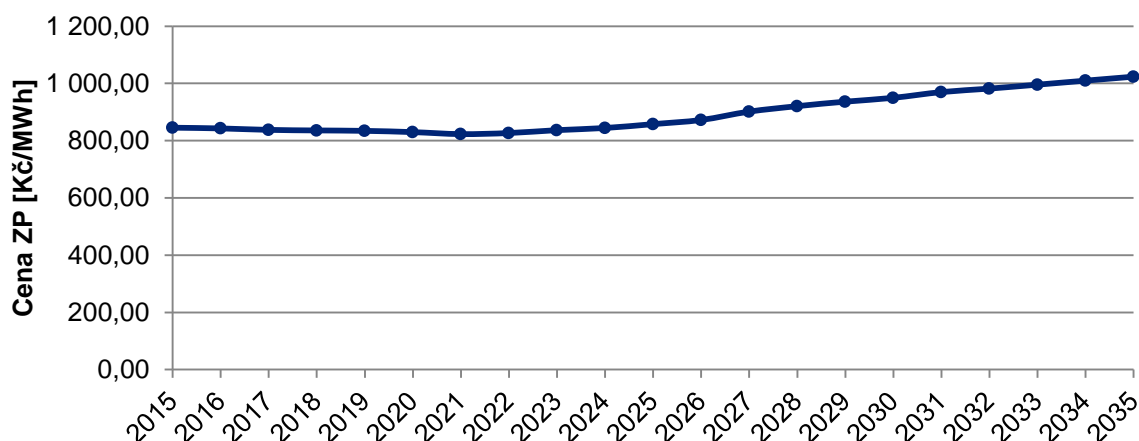
Tabulka 15: Výše zelených bonusů v případě realizace kogenerační jednotky Cento L200. [61]

Pro porovnání ekonomické efektivity jsou v následující tabulce opět uvedeny hlavní parametry této varianty modelu kombinované výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu.

| Parametr | Hodnota |
|------------------------------|--------------|
| Doba životnosti | 20 let |
| Diskontní sazba | 8,61 % |
| Provoz a údržba | 233 Kč/MWh |
| Elektrická účinnost | 41,6 % |
| Tepelná účinnost | 49,7 % |
| Instalovaný elektrický výkon | 200 kW |
| Doba využití maxima | 3 000 h/rok |
| Cena | 3 727 000 Kč |

Tabulka 16: Parametry pro ekonomické hodnocení varianty kogeneračního motoru.

V případě tohoto zdroje je také významným vstupním parametrem pro hodnocení ekonomické efektivity predikovaný vývoj ceny zemního plynu včetně plateb za přenos, distribuci a systémové služby OTE. Výše plateb za přenos, distribuci a systémové služby OTE byla určena podle cenového rozhodnutí ERÚ a pro tento případ dosahuje 149,39 Kč/MWh. Vývoj výsledné predikované ceny zemního plynu je uveden v následujícím grafu.



Graf 39: Predikovaný vývoj cen zemního plynu pro KVET s instalovaným výkonem 200 kWe.

Na základě výše specifikovaných údajů je možné sestavit výkaz hotovostních toků, jehož struktura je uvedena v následující tabulce.

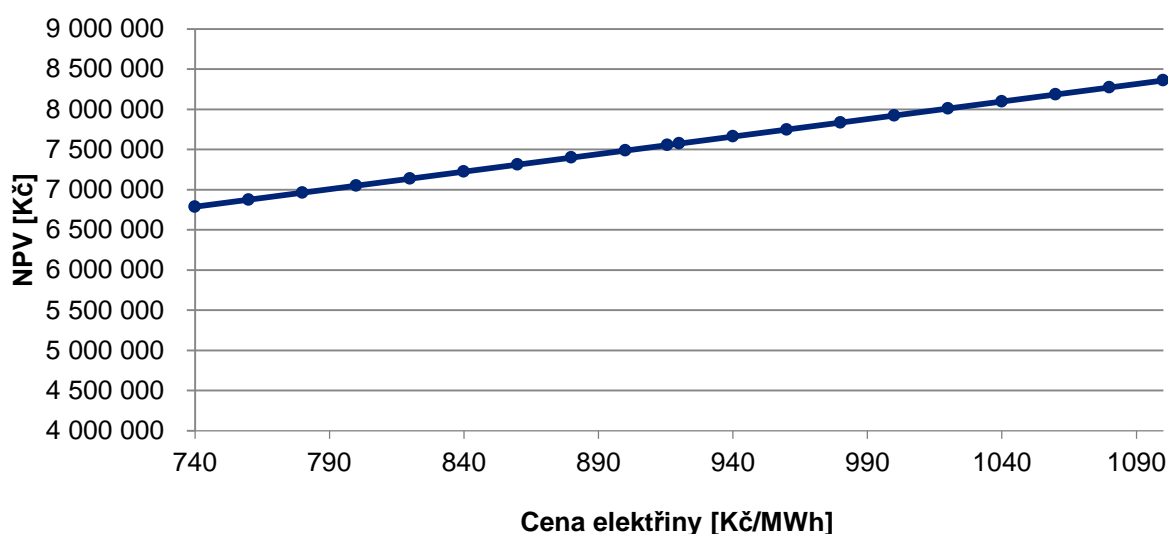
| Kategorie | Rok | 2015 | 2016 | 2017 | 2035 |
|----------------------------------------|----------------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Výnosy | Prodej elektřiny | 0 Kč | 525 463 Kč | 525 463 Kč | 525 463 Kč |
| | Prodej tepla | 0 Kč | 1 238 976 Kč | 1 238 976 Kč | 1 238 976 Kč |
| | Zelený bonus za KVET | 0 Kč | 1 067 387 Kč | 1 067 387 Kč | 1 067 387 Kč |
| Výdaje | Investice | 3 727 000 Kč | 0 Kč | 0 Kč | 0 Kč |
| Náklady | Palivové náklady | 0 Kč | 1 213 771 Kč | 1 206 324 Kč | 1 474 153 Kč |
| | Provoz a údržba | 0 Kč | 139 800 Kč | 139 800 Kč | 139 800 Kč |
| | Odpisy | 0 Kč | 186 350 Kč | 186 350 Kč | 186 350 Kč |
| Daň | Daň z příjmů 19 % | 0 Kč | 245 462 Kč | 246 877 Kč | 195 989 Kč |
| Hotovostní toky | CF | -3 727 000 Kč | 1 232 793 Kč | 1 238 825 Kč | 1 021 883 Kč |
| | KCF | -3 727 000 Kč | -2 494 207 Kč | -1 255 382 Kč | 19 676 415 Kč |
| | DCF | -3 727 000 Kč | 1 135 063 Kč | 1 050 194 Kč | 195 883 Kč |
| | KDCF | -3 727 000 Kč | -2 591 937 Kč | -1 541 743 Kč | 7 553 576 Kč |
| Hodnocení ekonomické efektivity | NPV | 7 553 575,80 Kč | | | |
| | IRR | 33,0% | | | |
| | RCF | 804 603,56 Kč | | | |
| | DPP | 4 roky | | | |

Tabulka 17: Výkaz hotovostních toků kogenerační jednotky Cento L200.

Na základě hodnocení ukazatelů ekonomické efektivity vyšla čistá současná hodnota ve výši 7,554 milionů Kč a vnitřní výnosové procento ve výši 33 %. Na základě těchto údajů je možné investici doporučit a následná diskontovaná doba návratnosti pak bude dosahovat 4 let. Roční ekvivalentní toky hotovosti dosahují výše 805 tisíc Kč. Pro posouzení vlivu vstupních parametrů na NPV jsou v následujících bodech uvedeny citlivostní analýzy.

5.4.2.2.1 Citlivostní analýza

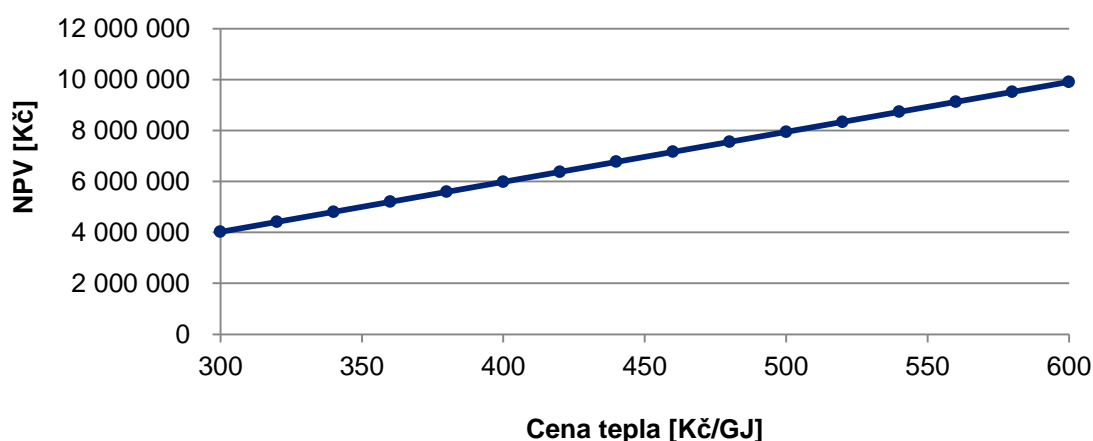
a) Závislost NPV na ceně elektřiny



Graf 40: Závislost NPV na ceně elektřiny.

Z výše uvedeného grafu je možné pozorovat, že s rostoucí cenou elektřiny dochází k nárůstu NPV. Závislost výše NPV na ceně elektřiny je v tomto případě menší, než v případě motoru Quanto D2000, protože prodeje elektřiny hrají menší roli na celkové tvorbě čisté současné hodnoty. Větší vliv mají v tomto případě zelené bonusy za KVET a výnosy z prodeje tepla.

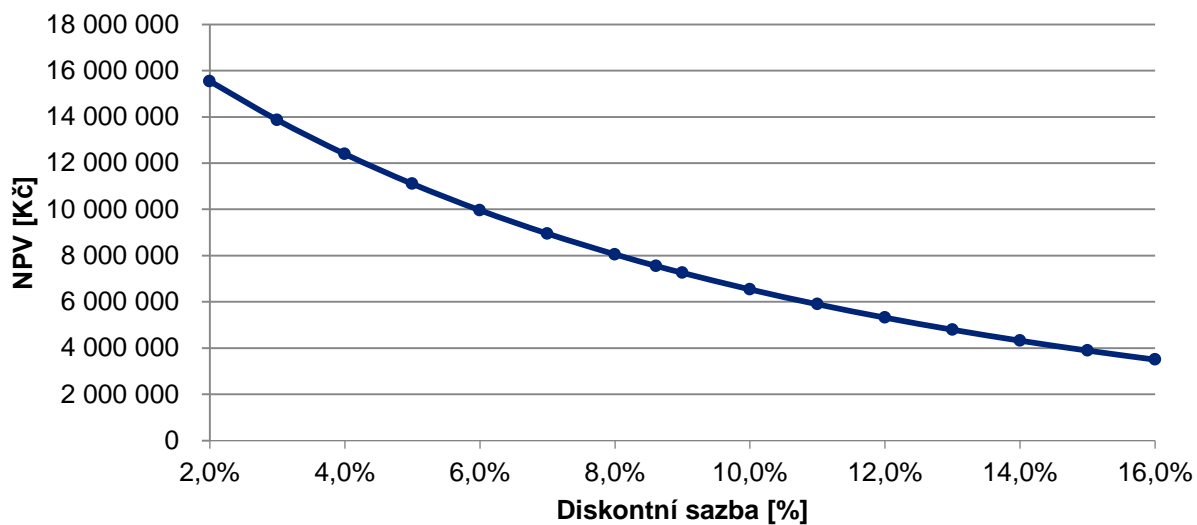
b) Závislost NPV na ceně tepla



Graf 41: Závislost NPV na ceně tepla.

Výnosy z prodeje tepla představují spolu se zelenými bonusy za KVET dvě hlavní výnosové položky v případě uvažovaného kogeneračního motoru Cento L200. Bod zvratu v tomto případě nastává při ceně tepla ve výši 96 Kč/GJ bez DPH.

c) Závislost NPV na diskontní sazbě



Graf 42: Závislost NPV na diskontní sazbě.

Závislost NPV na diskontní sazbě má klesající charakter a investici je možné doporučit v případě, kdy se výše diskontní sazby bude pohybovat pod hodnotou 33 %.

6 Závěr

Cílem této diplomové práce je analýza trhu se zemním plynem v Evropě a predikce jeho možného vývoje do budoucna. Predikce možného budoucího vývoje je realizována v podobě predikce vývoje nabídky, poptávky a následně také ceny zemního plynu. Očekávaný vývoj nabídky má do roku 2024 rostoucí charakter, dále do roku 2029 klesající charakter a následně opět mírně rostoucí charakter. Pokles nabídky je způsoben především postupným vyčerpáváním nalezišť v Evropě a jen pozvolnou náhradou importovaným plynem v podobě LNG a nárůstem množství importovaného zemního plynu z Ruska. Predikovaný vývoj poptávky po zemním plynu má do roku 2035 rostoucí charakter z důvodu očekávaného nárůstu jeho využití v energetických zdrojích na bázi zemního plynu pro pokrývání výkonových špiček a vyrovnávání nerovnoměrné produkce elektřiny obnovitelnými zdroji a také z důvodu ekologických cílů stanovených Evropskou komisí. Pro uspokojení poptávky po zemním plynu především po roce 2023 bude nutné importovat větší množství LNG, jehož cena na základě provedené analýzy dosahuje vyšších hodnot, než cena zemního plynu importovaného do Evropy prostřednictvím plynovodů. Na základě tohoto závěru je predikován vývoj ceny zemního plynu v Evropě, u kterého je předpokládán nárůst až do roku 2035 a pro ekonomické hodnocení paroplynové elektrárny také dále do roku 2045.

V následující části práce je věnována pozornost posouzení ekonomické efektivity možných způsobů výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu. Důležitým vstupem pro ekonomické hodnocení jednotlivých variant je predikovaný vývoj cen zemního plynu a dále také vývoj cen emisních povolenek. Pro posouzení ekonomické efektivity byly vybrány tři varianty výroby elektřiny a tepla na bázi zemního plynu, konkrétně jde o paroplynovou elektrárnu o instalovaném elektrickém výkonu 400 MW a kogenerační motor Quanto D2000 a Cento L200 společnosti TEDOM s instalovanými elektrickými výkony 2 MW a 200 kW. Po vyhodnocení ukazatelů ekonomické efektivity se varianta paroplynové elektrárny ukázala jako ekonomicky neefektivní s čistou hodnotou přibližně – 6,027 miliard Kč při uvažované době životnosti 30 let. Aby byla investice do paroplynové elektrárny tohoto rozsahu ekonomicky efektivní, musela by cena elektřiny při nezměněných ostatních parametrech dosahovat výše minimálně 1 481 Kč/MWh. Kogenerační motor Quanto D2000 s instalovaným elektrickým výkonem 2 MW vyšel při výsledné čisté současné hodnotě 76,26 milionů Kč za daných parametrů jako ekonomicky efektivní. Druhý posuzovaný kogenerační motor, Cento L200, vyšel za daných parametrů také jako ekonomicky efektivní s čistou současnou hodnotou dosahující výše 7,55 milionu Kč. Citlivostní analýza v tomto případě ukázala nižší vliv ceny elektřiny na výslednou čistou současnou hodnotu, což je dáno faktem, že příjmy z prodeje elektřiny

představují v tomto případě nižší podíl na hotovostních tocích jednotlivých let a významnější podíl zaujímají hotovostní toky z prodeje tepla a zelených bonusů za KVET.

U posuzovaných variant byl uvažován optimální stav, kdy je spotřebováno maximální možné množství vyrobeného tepla a v souvislosti s tím také dodána elektřina do sítě. Toto množství spotřebovaného tepla představuje v případě paroplynové elektrárny 90 % a v případě kogeneračních motorů 100 % produkce díky uvažované blízkosti místa využití tepla. Pro všechny varianty bylo uvažováno zajištění zákazníků pro odběr tepla. V praxi je možné předpokládat výskyt období s nižším odběrem tepla a tudíž i nižší výslednou ekonomickou efektivnost především v případě paroplynové elektrárny. Faktorem s významným vlivem na ekonomiku uvažovaných variant jsou mimo jiné i zelené bonusy za KVET, jejichž budoucí existence ale není garantována a v případě zrušení by byla ohrožena ekonomická efektivnost podobných projektů.

Na základě provedené analýzy je tedy možné konstatovat, že za současných podmínek a predikovaného vývoje trhu se zemním plynem je investice do velkých zdrojů v řádech stovek MW v Evropě bez dalších opatření ekonomicky neefektivní. Jako perspektivnější se jeví investice do menších zdrojů na bázi zemního plynu například v podobě kogeneračních motorů. Do budoucna bude dále trh se zemním plynem více ovlivňován novými technologiemi například v podobě technologie „Power-to-gas“ nebo technologií výroby vodíku ze zemního plynu parním reformováním.

7 Seznam použité literatury

- [1] AZELEE, Wan ABU BAKAR a Rusmidah ALI. *Natural Gas* [online]. [cit. 2013-11-06]. Dostupné z: http://cdn.intechopen.com/pdfs/11439/InTech-Natural_gas.pdf. Universiti Teknologi Malaysia.
- [2] Zemní plyn: Co je zemní plyn. *Zemní plyn* [online]. 2010 [cit. 2013-11-07]. Dostupné z: <http://www.zemniplyn.cz/plyn/>
- [3] Natural Gas Exports. *World.bymap.org* [online]. 2013 [cit. 2013-12-06]. Dostupné z: <http://world.bymap.org/NaturalGasExports.html>
- [4] The World's Largest Natural Gas Producers. *Commodity HQ* [online]. 2013 [cit. 2013-12-06]. Dostupné z: <http://commodityhq.com/2013/the-worlds-largest-natural-gas-producers/>
- [5] Key World Energy Statistics. IEA [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/keyworld2014.pdf>
- [6] Přeprava a uskladnění: Obchod se zemním plynem ve světě. *Zemní plyn* [online]. 2010 [cit. 2013-12-06]. Dostupné z: <http://www.zemniplyn.cz/doprava/#obchod>
- [7] Použití. *Zemní plyn* [online]. 2009 [cit. 2013-12-06]. Dostupné z: <http://www.zemniplyn.cz/soustava/>
- [8] SMETANA, Zbyněk. *Energetická politika EU v oblasti zemního plynu, zájmy české vlády v dané oblasti a možnosti jejich prosazení*. Brno, 2011. Dostupné z: http://is.muni.cz/th/181882/fss_m/Smetana_Diplomova_prace.pdf. Magisterská práce. Masarykova univerzita.
- [9] MARKOVÁ. *Zajištění energetické bezpečnosti v oblasti dodávek zemního plynu* [online]. 2010 [cit. 2013-12-28]. Dostupné z: <http://mochovmistoprozivot.cz/media/Zdroje%20informaci/Energeticka%20bezpecnost%20VSE%2020100408%20Plyn.pdf>
- [10] Background. *NaturalGas.org* [online]. 2011 [cit. 2013-12-28]. Dostupné z: <http://www.naturalgas.org/overview/background.asp>
- [11] VANEK, Martin. *Budoucnost zásobování ČR a SR zemním plynem: dopady na energetickou bezpečnost a pozici tranzitních zemí*. Brno, 2013. Dostupné z: http://is.muni.cz/th/397407/fss_m/. Magisterská práce. Masarykova univerzita.
- [12] Zemní plyn a jeho skladování. *RWE Gas Storage* [online]. [cit. 2013-12-30]. Dostupné z: <http://www.rwe-gasstorage.cz/cs/skladovani-plynu/>
- [13] Energetická bezpečnost ČR a budoucnost energetické politiky EU: Podzemní zásobníky zemního plynu. [online]. 2010 [cit. 2013-12-30]. Dostupné z: <http://www.mzv.cz/file/652093/>
- [14] UNDERGROUND GAS STORAGE IN THE WORLD - 2013. [online]. 2013 [cit. 2013-12-31]. Dostupné z: <http://www.cedigaz.org/surveys/Underground%20Gas%20Storage%202013%20-%20Executive%20Summary.pdf>

- [15] BP Statistical Review of World Energy. [online]. 2013 [cit. 2013-12-31]. Dostupné z: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- [16] What are the major factors affecting natural gas prices?. EIA: U.S. Energy Information Administration [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=43&t=8>
- [17] IEA. 2013. Medium-Term Gas Market Report 2013: Market Trends and Projections to 2018 [online]. Paris, France. [cit. 2015-05-07]. ISBN 978 92 64 19116 7. Str. 17. Dostupné z: www.iea.org
- [18] IEA. 2014. Medium - Term Gas Market Report 2014: Market Analysis and Forecasts to 2019 [online]. Paříž, Francie [cit. 2015-05-07]. ISBN 978 92 64 21153 7. Str. 40. Dostupné z: www.iea.org
- [19] Vznik ropy a zemního plynu. MND: Moravské naftové doly [online]. 2013 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://www.mnd.eu/cs/tezba-ropy-plynu-2/ropa-a-zemni-plyn>
- [20] BERÁNEK, Jan. Analýza vyšších uhlovodíků v zemním plynu [online]. 2006 [cit. 2014-09-21]. Dostupné z: http://tresen.vscht.cz/kap/data/studentska_cinnost/studentska_vedecka_konference_2006/24_a_nalyza_vyssich_uhlovodiku_v_zemnim_plynu_soubor.pdf
- [21] MOKHATAB a William A. POE. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing [online]. 2012 [cit. 2014-09-21]. Dostupné z: http://books.google.cz/books?id=QXt3lZQldVYC&pg=PA2&lpg=PA2&dq=natural+gas+origin&source=bl&ots=BUYpGtDIG3&sig=NvtiErkDB-IFhwud84yspMnKijA&hl=cs&sa=X&ei=9MAeVKrKCs_qaK3VgbgM&ved=0CHwQ6AEwCTgK#v=onepage&q=natural%20gas%20origin&f=false
- [22] Factors Affecting Natural Gas Prices. Chief Energy: Your Preferred Energy Service Company (ESCO) [online]. 2011 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://www.chiefenergy.com/blog/?p=27>
- [23] STEVENS, Paul. The History of Gas. POLINARES working paper n.5 [online]. 2010, s. 1-10 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://www.polinares.eu/docs/d1-1/polinares_wp1_history_gas.pdf
- [24] STREJČEK, Petr. Americká a globální břidlicová revoluce. [online]. 2014 [cit. 2014-10-15]. Dostupné z: <http://energetika.tzb-info.cz/11597-americka-a-globalni-bridlicova-revoluce>
- [25] LUKÁČ, Petr, Blanka RŮŽIČKOVÁ a Robert ZELENKA. Evropské plynové elektrárny pod tlakem amerického uhlí. Energy Outlook 2013. 2013.
- [26] Pricing of energy: Natural gas. EI FACTSHEET [online]. 2013, s. 3-4 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://set.kuleuven.be/ei/images/EI_factsheet4_eng.pdf
- [27] International Energy Statistics: Proved Reserves of Natural Gas. EIA: U.S. Energy Information Administration [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6>

- [28] Unconventional Gas in Europe. EUROPEUNCONVENTIONALGAS.ORG [online]. 2013 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://www.europeunconventionalgas.org/unconventional-gas/unconventional-gas-in-europe-and-the-u-s/unconventional-gas-in-europe>
- [29] Natural Gas: Facts & Figures. IGU: International Gas Union [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/FactsFigures_1.pdf
- [30] Energieabhängigkeit. Europäische Kommission: eurostat [online]. 2012 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/graph.do?tab=graph&plugin=1&pcode=tsdcc310&language=de&toolbox=data>
- [31] Natural gas consumption statistics. European Commission: eurostat [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Natural_gas_consumption_statistics
- [32] STREJČEK, Petr. Závislost EU na dovozu zemního plynu z Ruské federace. Tzbinfo [online]. 2013 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: <http://energetika.tzb-info.cz/9979-zavislost-eu-na-dovozu-zemniho-plynu-z-ruske-federace>
- [33] GROENENDIJK. Large-scale and small-scale LNG infrastructure in Europe: Status and Outlook. Gie: Gas Infrastructure in Europe [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://www.gie.eu/index.php/publications/cat_view/3-gie-publications
- [34] Gas LNG Europe. Gie: Gas Infrastructure Europe [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://www.gie.eu/download/maps/2014/GLE_LNG_JUNE2014.pdf
- [35] MOBILITY AND TRANSPORT: Clean Transport, Urban Transport. European Commission [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/transport/themes/urban/cpt/index_en.htm
- [36] Russian gas pipelines to Europe: List of natural gas pipelines. Wikipedia [online]. 2007 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_natural_gas_pipelines
- [37] Ukrajina a Rusko obnovily dodávky plynu do EU. Evropská komise [online]. 2014 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/news/energy/090121_2_cs.htm
- [38] Natural Gas Supplies. Statistical Report 2013 [online]. 2013, s. 6 [cit. 2014-10-27]. Dostupné z: http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2013.pdf
- [39] MELLING, Anthony J. Natural Gas Pricing and its Future: Europe as a Battleground. Carnegie Endowment: For International Peace [online]. 2010 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf
- [40] Global Trends in Oil & Gas Markets to 2025. LUKOIL. [online]. 2013 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: http://www.lukoil.com/materials/doc/documents/Global_trends_to_2025.pdf
- [41] World Energy Outlook 2012 [online]. France: International Energy Agency, 2012 [cit. 2015-02-06]. ISBN 978-92-64-18084-0. Dostupné z: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_free.pdf

- [42] KOMBINOVANÁ VÝROBA ELEKTRINY A TEPLA. EkoWATT [online]. 2011 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.ekowatt.cz/cz/informace/uspory-energie/kombinovana-vyroba-elektriny-a-tepla>
- [43] Natural gas prices. BP: British Petrol [online]. 2014 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/review-by-energy-type/natural-gas/natural-gas-prices.html>
- [44] JENSEN, James T. International Natural Gas Pricing: A Challenge to Economic Modeling. Energy Information Administration [online]. 2012 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: http://www.eia.gov/naturalgas/workshop/pdf/Session1_Jensen.pdf
- [45] Russian Gas: How much is that?. Radio Free Europe: Radio Free Liberty [online]. 2014 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: <http://www.rferl.org/content/russian-gas-how-much-gazprom/25442003.html>
- [46] MELLING, Anthony J. Natural Gas Pricing and its Future: Europe as a Battleground. Carnegie Endowment: For International Peace [online]. 2010 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf
- [47] Statistical Report 2014. Eurogas: Fuelling the future [online]. 2014 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2014.pdf
- [48] Deposits and extraction of Natural Gas. RWE: The Energy to Lead [online]. 2015 [cit. 2015-02-06]. Dostupné z: <http://www.rwe.cz/en/deposits-of-natural-gas/>
- [49] MATULIONIS, Tadas. LNG Terminal in Lithuania: Security of Gas Supply. Gasnaturally.eu [online]. 2013 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: http://www.gasnaturally.eu/uploads/3._Presentation_for_Gas_Naturally_COMPLETE_AND_FINAL_KLAPEIDOS_NAFTA.pdf
- [50] Klaipeda LNG Terminal, Lithuania. Hydrocarbons-technology.com [online]. 2015 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/klaipda-lng-terminal/>
- [51] Feasibility study contractor named for Polish-Slovakian gas pipeline. Pipelines international [online]. 2012 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: http://pipelinesinternational.com/news/feasibility_study_contractor_named_for_polish-slovakian_gas_pipeline/069336/
- [52] VERDA, Matteo. The Southern Gas Corridor Beyond South Stream. HAZAR [online]. 2014 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: http://www.hazar.org/analizdetail/analiz/the_southern_gas_corridor_beyond_south_stream_1026.aspx
- [53] Vztahy Evropské unie a Ruska. Euractiv.cz [online]. 2014 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/vnejsi-vztahy/link-dossier/vztahy-evropske-unie-a-ruska-000047>
- [54] Southern Gas Corridor. Trans Adriatic Pipeline [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/the-big-picture/southern-gas-corridor>

- [55] STREJČEK, Petr. Spotový trh se zemním plynem a kroky Gazpromu Zdroj: <http://energetika.tzb-info.cz/11802-spotovy-trh-se-zemnim-plynem-a-kroky-gazpromu>. Tzbinfo [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://energetika.tzb-info.cz/11802-spotovy-trh-se-zemnim-plynem-a-kroky-gazpromu>
- [56] Quarterly Report on European Gas Markets. European Commission [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201410_q3-4_quarterly_report_gas_market.pdf
- [57] LIKVERN, Rune. Status of Norwegian Natural Gas and a Forecast towards 2025. FRACTIONAL FLOW [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://fractionalflow.com/2014/10/05/status-of-norwegian-natural-gas-and-a-forecast-towards-2025/#more-858>
- [58] Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET, kogenerace). Kombinovaná výroba: efektivní a ekologické využití paliva [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.kombinovana-vyroba.cz/>
- [59] PRANSPERGER, Jan. PAROPLYNOVÝ CYKLUS Z HLEDISKA TERMODYNAMIKY: BAKALÁŘSKÁ PRÁCE. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ [online]. 2010 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=28810
- [60] Přehled kogeneračních jednotek TEDOM. TEDOM [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://kogenerace.tedom.com/down/759.pdf>
- [61] Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 1/2014 ze dne 12. listopadu 2014, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie. ERÚ [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://kogenerace.tedom.com/down/1040.pdf>
- [62] JACOBS, John A. a Martin SCHNEIDER. Cogeneration Application Considerations. GE Energy [online]. 2009 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/tech_docs/en/downloads/GER3430G.pdf
- [63] Combined Heat and Power. IEA: Energy Technology Framework [online]. 2010 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e04-chp-gs-gct_adfinal.pdf
- [64] Fraunhofer-Institut will neue Verfahren und Komponenten des sogenannten "Power-to-Gas"-Konzeptes entwickeln. Windkraft-Journal [online]. 2012 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.windkraft-journal.de/2012/12/06/fraunhofer-institut-will-neue-verfahren-und-komponenten-des-sogenannten-power-to-gas-konzeptes-entwickeln/>
- [65] SWARM. Swarm-project.eu [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://swarm-project.eu/project-information.html>
- [66] IEA. World Energy Outlook 2013 [online]. 2013 [cit. 2015-04-24]. ISBN 978-92-64-20130-9. Dostupné z: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>
- [67] World Bank Commodity Forecast Price data, January 2015. Knoema [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://knoema.com/WBCFPD2015Jan/world-bank-commodity-forecast-price-data-january-2015?action=download>

- [68] How much trouble is LNG in?. Macrobusiness.com [online]. 2013 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.macrobusiness.com.au/2013/05/how-much-trouble-is-lng-in/>
- [69] USD průměrné kurzy 2015: historie kurzů měn. Kurzy.cz [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.kurzy.cz/kurzy-men/historie/USD-dolar/2015/>
- [70] Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies. Oxera [online]. 2011 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.oxera.com/Oxera/media/Oxera/downloads/reports/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates.pdf?ext=.pdf>
- [71] ST.DLUHOP. 5,00/19. Prague Stock Exchange [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <https://www.pse.cz/Cenne-Papiry/Detail.aspx?isin=CZ0001002471#KL>
- [72] A project study of 400 MWe CCGT in Yemen. Clean Development Mechanism [online]. 2012 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <https://cdm.unfccc.int/filestorage/E/U/9/EU9HCKZQ40VF3IBDNLM2R5AW7TJX18/PDD%20Version1.pdf?t=anp8bm10OGV4fDAHEO4jPW8JSmVjl9mr60si>
- [73] European Emission Allowances Futures: Global Environmental Exchange. EEX [online]. 2015 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/derivatives-market/european-emission-allowances-futures#!/2015/04/17>
- [74] SCHJOLSET, Stig. The MSR: Impact on market balance and prices. European Commission [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/clima/events/docs/0094/thomson_reuters_point_carbon_en.pdf
- [75] HOF, Wim. Natural gas in the Netherlands. Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation [online]. 2012 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/epsp/28.iii.2012.netherlands.pdf>
- [76] LNG map. Gas Infrastructure Europe [online]. 2014 [cit. 2015-04-24]. Dostupné z: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

8 Seznam obrázků, grafů a tabulek

8.1 Seznam obrázků

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Obrázek 1: Distribuce prokázaných rezerv zemního plynu v letech 1992, 2002 a 2012. | 14 |
| Obrázek 2: Výskyt hlavních zdrojů nekonvenčního zemního plynu v Evropě. | 16 |
| Obrázek 3: Plynovody vedoucí plyn z Ruska do evropských zemí. | 22 |
| Obrázek 4: Mapa LNG terminálů v Evropě. | 27 |
| Obrázek 5: Pozice evropských zemí ohledně těžby břidlicového plynu. | 34 |
| Obrázek 6: Přepravní infrastruktura zemního plynu v ČR. | 36 |
| Obrázek 7: Schéma využití podzemních zásobníků plynu během ročních období. | 37 |
| Obrázek 8: Kavernový zásobník plynu. | 38 |
| Obrázek 9: Podzemní zásobníky zemního plynu v ČR. | 39 |
| Obrázek 10: Porovnání velkoobchodních cen zemního plynu v Evropě v EUR/MW. | 40 |
| Obrázek 11: Schéma plánovaného Severojižního propojení. | 41 |
| Obrázek 12: Plánovaný projekt Jižního koridoru. | 42 |
| Obrázek 13: Evropské ceny importovaného ruského plynu v roce 2013 pro jednotlivé státy. | 50 |
| Obrázek 14: Znázornění schématu „Power-to-gas“. | 76 |
| Obrázek 15: Schéma paroplynové elektrárny. | 78 |
| Obrázek 16: Schématické znázornění paroplynového cyklu. | 79 |
| Obrázek 17: Sankeyův diagram zachycující energetické toky při procesu KVET. | 79 |
| Obrázek 18: Schéma kogeneračního motoru. | 81 |

8.2 Seznam grafů

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Graf 1: Prokázané zásoby zemního plynu ve státech s jejich nejvyšším podílem v Evropě | 15 |
| Graf 2: Technologicky těžitelné zdroje břidlicového plynu dle jednotlivých zemí pro pět zemí s nejvýznamnějším zastoupením celosvětově a pět zemí nejvýznamnějším zastoupením v Evropě v roce 2013..... | 17 |
| Graf 3: Porovnání produkce zemního plynu v celosvětovém měřítku v roce 2013..... | 20 |
| Graf 4: Závislost jednotlivých Evropských zemí na dodávce zemního plynu z Ruska..... | 23 |
| Graf 5: Závislost zemí EU-28 na dovozu zemního plynu..... | 25 |
| Graf 6: Procentuální zastoupení importů zemního plynu do zemí EU-28 dle země původu..... | 25 |
| Graf 7: Proc. podíl jednotlivých zemí na importu zemního plynu do členských zemí EU-28..... | 26 |
| Graf 8: Import LNG do Evropy v miliardách metrů krychlových za rok 2013 dle země původu .. | 28 |
| Graf 9: Evropské země importující LNG v roce 2013..... | 28 |
| Graf 10: Vývoj importovaného množství LNG do Evropy v miliardách metrů krychlových..... | 29 |
| Graf 11: Struktura zemního plynu importovaného do Evropy od roku 2010..... | 30 |
| Graf 12: Současný stav a potenciální vývoj regasifikační kapacity LNG terminálů v Evropě..... | 31 |
| Graf 13: Současný a potenciální vývoj skladovací kapacity LNG terminálů v Evropě. [33] | 32 |
| Graf 14: Srovnání cen zemního plynu..... | 48 |
| Graf 15: Vývoj cen LNG v Evropě a v Asii..... | 52 |
| Graf 16: Žebříček nasazení zdrojů dle marginálních nákladů – „merit order“..... | 54 |
| Graf 17: Procentuální podíl zemního plynu na primární spotřebě energie pro země mimo bývalý Sovětský svaz..... | 56 |
| Graf 18: Historie a predikce potenciálu dodávky zemního plynu z Norska..... | 61 |
| Graf 19: Vývoj nabídky zemního plynu v Evropě dle non-FID scénáře společnosti ENTSO-G..... | 62 |
| Graf 20: Vysoký scénář vývoje nabídky zemního plynu v Evropě do roku 2035..... | 62 |
| Graf 21: Predikce vývoje poptávky po zemním plynu v Evropě do roku 2030..... | 64 |
| Graf 22: Porovnání střed. scénáře vývoje nabídky se střed. scénářem vývoje poptávky..... | 65 |
| Graf 23: Porovnání vysokého scénáře nabídky se středním scénářem poptávky..... | 66 |
| Graf 24: Vývoj podílu LNG na celkové spotřebě zemního plynu v Evropě..... | 69 |
| Graf 25: Očekávaný vývoj ceny zemního plynu obchodovaného prostřednictvím obchodního bodu Henry Hub (LNG určené pro export) | 70 |
| Graf 26: Predikce vývoje ceny zemního plynu v Evropě v USD/MBtu..... | 71 |
| Graf 27: Predikce vývoje ceny zemního plynu v Evropě v Kč/MWh..... | 72 |
| Graf 28: Predikce vývoje cen zemního plynu na trzích v USA, Evropě a Japonsku..... | 73 |
| Graf 29: Přepočtená cena zemního plynu v Evropě na průměrný kurz roku 2013..... | 74 |
| Graf 30: Očekávaný vývoj cen emisních povolenek EU ETS..... | 86 |
| Graf 31: Predikovaný vývoj cen zemního plynu pro KVET s instalovaným výkonem 400 MWe..... | 88 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Graf 32: Závislost NPV na ceně prodávané elektřiny..... | 90 |
| Graf 33: Závislost NPV na ceně tepla..... | 90 |
| Graf 34: Závislost NPV na diskontní sazbě. | 91 |
| Graf 35: Predikovaný vývoj cen zemního plynu pro KVET s instalovaným výkonem 2 MWe. ... | 93 |
| Graf 36: Závislost NPV na ceně elektřiny. | 95 |
| Graf 37: Závislost NPV na ceně tepla..... | 95 |
| Graf 38: Závislost NPV na diskontní sazbě. | 96 |
| Graf 39: Predikovaný vývoj cen zemního plynu pro KVET s instalovaným výkonem 200 kWe. | 98 |
| Graf 40: Závislost NPV na ceně elektřiny. | 99 |
| Graf 41: Závislost NPV na ceně tepla..... | 99 |
| Graf 42: Závislost NPV na diskontní sazbě. | 100 |

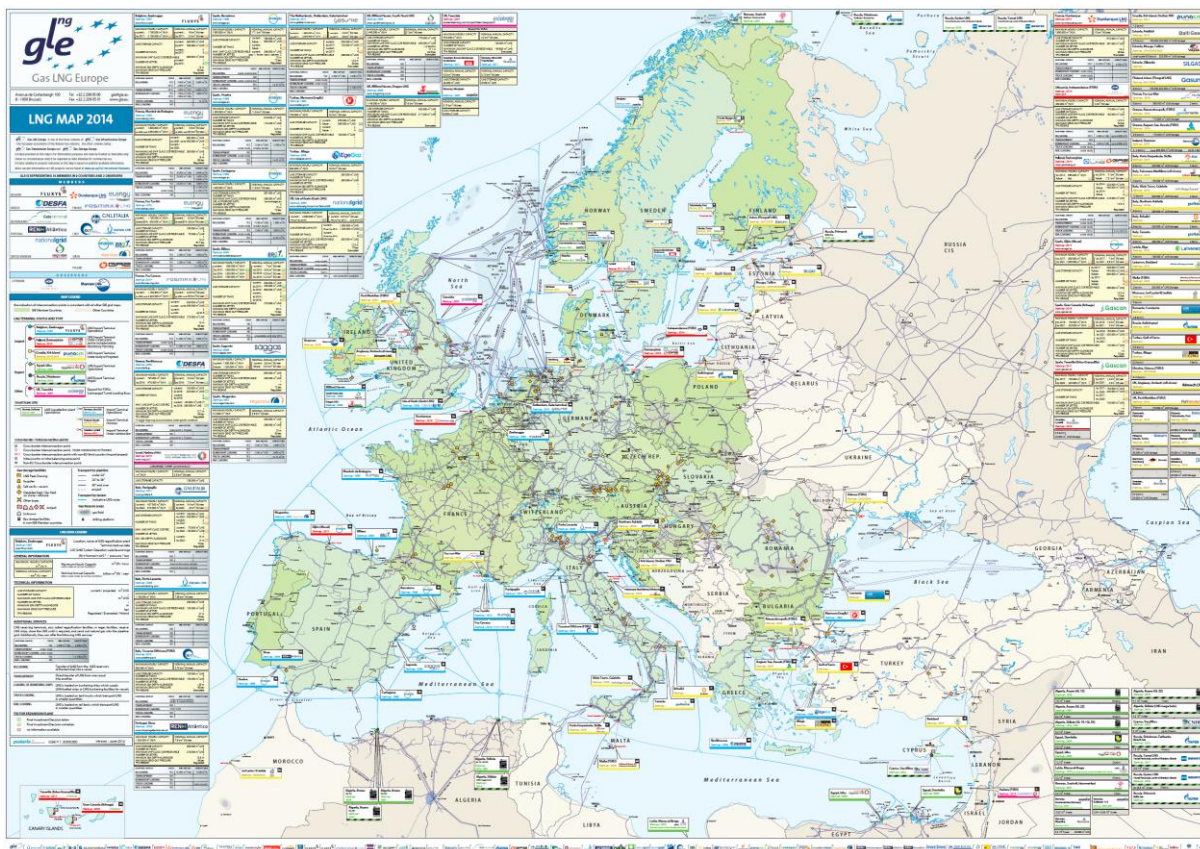
8.3 Seznam tabulek

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabulka 1: Složení zemního plynu. | 11 |
| Tabulka 2: Vlastnosti zemního plynu..... | 12 |
| Tabulka 3: Vývoj hodnot prokázaných zásob zemního plynu v Evropských zemích s jeho nejvyšším zastoupením v miliardách m ³ | 16 |
| Tabulka 4: Porovnání velikosti produkce a exportu zemního plynu v pěti státech s největším podílem na celosvětové produkci zemního plynu..... | 19 |
| Tabulka 5: Požadavky EU na jednotlivé členské státy v rámci rozvoje infrastruktury pro využití alternativních paliv v Evropě. | 33 |
| Tabulka 6: Plánované strategie hlavních dodavatelů zemního plynu do Evropy..... | 60 |
| Tabulka 7: Odhadované náklady na přepravu LNG z USA do Evropy a Japonska v roce 2020 v \$/MBtu (hodnota dolaru z roku 2012)..... | 69 |
| Tabulka 8: Položky udávající výši toků hotovosti..... | 87 |
| Tabulka 9: Parametry pro ekonomické hodnocení paroplynové elektrárny..... | 87 |
| Tabulka 10: Výkaz hotovostních toků paroplynové elektrárny. | 89 |
| Tabulka 11: Parametry posuzovaných kogeneračních jednotek společnosti TEDOM. | 92 |
| Tabulka 12: Výše ZB v případě realizace kogenerační jednotky Quanto D2000. | 92 |
| Tabulka 13: Parametry pro ekonomické hodnocení varianty kogeneračního motoru. | 93 |
| Tabulka 14: Výkaz hotovostních toků kogenerační jednotky Quanto D2000. | 94 |
| Tabulka 15: Výše zelených bonusů v případě realizace kogenerační jednotky Cento L200..... | 97 |
| Tabulka 16: Parametry pro ekonomické hodnocení varianty kogeneračního motoru..... | 97 |
| Tabulka 17: Výkaz hotovostních toků kogenerační jednotky Cento L200. | 98 |

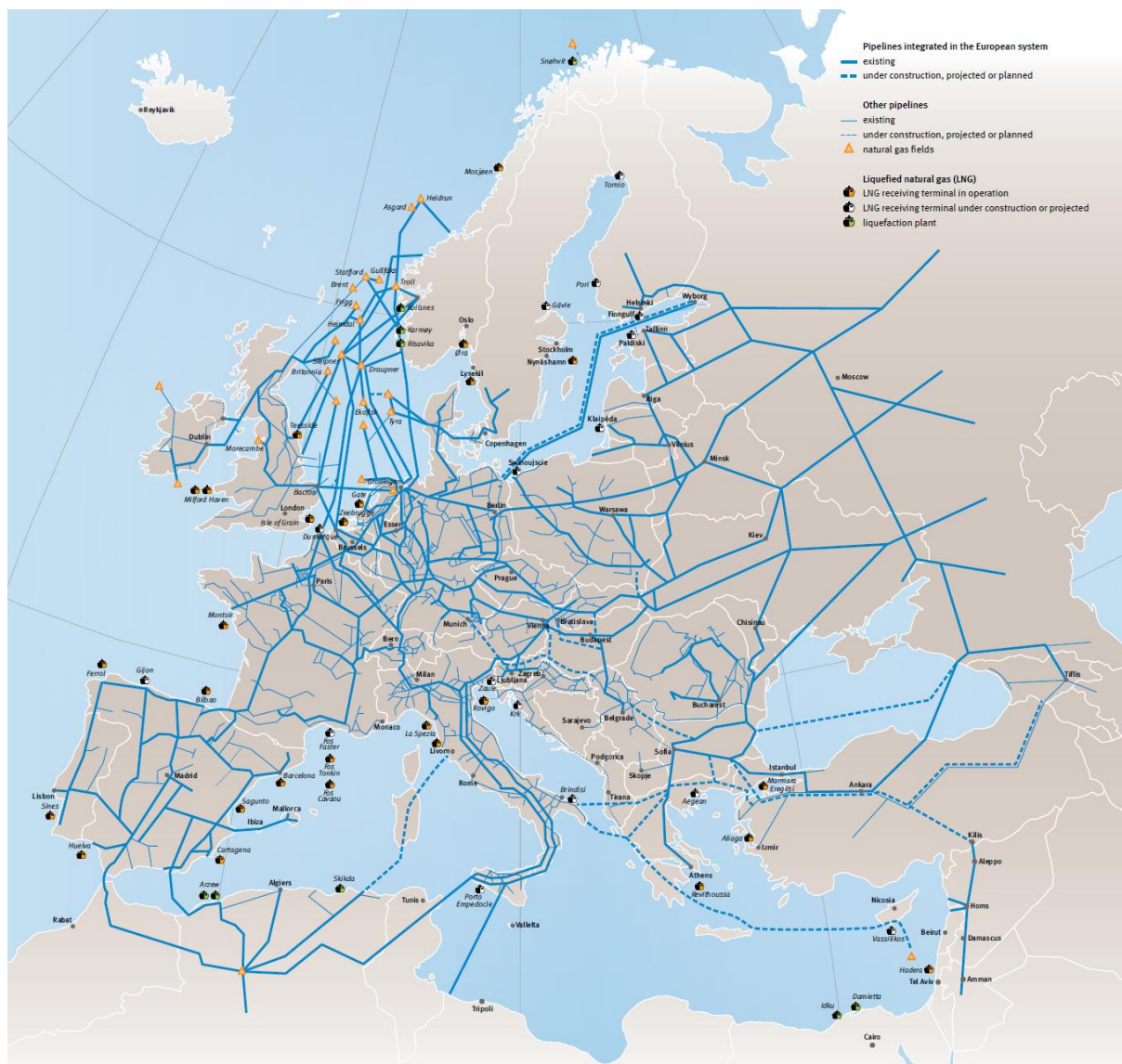
9 Seznam číslovaných příloh

Příloha č. 1: Detailní mapa LNG terminálů v Evropě

Příloha č. 2: Evropská plynárenská síť v roce 2014

Příloha 1: Detailní mapa LNG terminálů v Evropě včetně data jejich uvedení do provozu a jednotlivých technických údajů**Obr. 19: Mapa současných a plánovaných LNG terminálů v Evropě. [76]**

Příloha 2: Evropská plynárenská síť v roce 2014



Obr. 20: Evropská plynárenská síť v roce 2014. [47]