

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

Karim Tyureev
LOGISTIKA DODÁVEK ZEMNÍHO PLYNU DO ČESKÉ
REPUBLIKY A JEJÍ MOŽNÝ VÝVOJ

Bakalářská práce

2022

K617..... Ústav logistiky a managementu dopravy

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE (PROJEKTU, UMĚLECKÉHO DÍLA, UMĚLECKÉHO VÝKONU)

Jméno a příjmení studenta (včetně titulů):

Karim Tyureev

Studijní program (obor/specializace) studenta:

bakalářský – LOG – Logistika a řízení dopravních procesů

Název tématu (česky): **Logistika dodávek zemního plynu do České Republiky a její možný vývoj**

Název tématu (anglicky): **Logistics of Natural Gas Supplies to Czech Republic and Its Possible Development**

Zásady pro vypracování

Při zpracování bakalářské práce se řiďte následujícími pokyny:

- Charakteristika trhu
- Analýza současného stavu
- Návrh logistického řetězce dodávek zemního plynu z bezpečných a spolehlivých zdrojů
- Zhodnocení návrhu



- Rozsah grafických prací: podle pokynů vedoucího bakalářské práce
- Rozsah průvodní zprávy: minimálně 35 stran textu (včetně obrázků, grafů a tabulek, které jsou součástí průvodní zprávy)
- Seznam odborné literatury: BRYCE, R. Power hungry: the myths of "green" energy and the real fuels of the future. New York, NY : PublicAffairs, 2010.
KAMEŠ, J. Fosilní paliva: uhlí, ropa a zemní plyn, 2012.

Vedoucí bakalářské práce: **doc. Ing. Tomáš Horák, Ph.D.**
Ing. Daniel Pilát

Datum zadání bakalářské práce: **30. září 2021**
(datum prvního zadání této práce, které musí být nejpozději 10 měsíců před datem prvního předpokládaného odevzdání této práce vyplývajícího ze standardní doby studia)

Datum odevzdání bakalářské práce: **8. srpna 2022**
a) datum prvního předpokládaného odevzdání práce vyplývající ze standardní doby studia a z doporučeného časového plánu studia
b) v případě odkladu odevzdání práce následující datum odevzdání práce vyplývající z doporučeného časového plánu studia

doc. Ing. Tomáš Horák, Ph.D.
vedoucí
Ústavu logistiky a managementu dopravy



prof. Ing. Ondřej Příbyl, Ph.D.
děkan fakulty

Potvrzuji převzetí zadání bakalářské práce.

Karim Tyureev
jméno a podpis studenta

V Praze dne 15. března 2022

Poděkování

Na tom to místě bych rád poděkoval vedoucímu mé bakalářské práce, kterým byl Ing. Edvard Březina, CSc., za odborné rady, čas a konzultace. Rád bych také poděkoval panu doc. Ing. Tomáši Horákovi, Ph.D. a panu Ing. Danielovi Pilátovi za odborný dohled po celou dobu zpracování této práce.

Prohlášení

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě bakalářskou práci, zpracovanou na závěr studia na ČVUT v Praze Fakultě dopravní.

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o etické přípravě vysokoškolských závěrečných pracích.

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu § 60 Zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne 29.07.2022



Podpis

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta dopravní

LOGISTIKA DODÁVEK ZEMNÍHO PLYNU DO ČESKÉ REPUBLIKY A JEJÍ MOŽNÝ VÝVOJ

Bakalářská práce

Červenec 2022

Karim Tyureev

Abstrakt

Cílem této práce je provést analýzu současného stavu logistiky zemního plynu dodávaného do České republiky a Evropské unie, a to včetně rozboru existující infrastruktury a způsobů jejího využití. Kromě toho, je podstatou práce analýza možného rozvoje v tomto sektoru a návrh řešení pro Českou republiku.

Klíčová slova

Zemní plyn, LNG, LNG terminál, Plynovod, Zkapalněný zemní plyn, Energetická bezpečnost, REPowerEU, Energetická krize

Abstract

The aim of this bachelor's thesis is to analyze the current state of logistics of natural gas supplied to the Czech Republic and the European Union. And that includes an analysis of the existing infrastructure and ways of using it. In addition, the essence of the work is the analysis of possible development in this sector and the proposal of a solution for the Czech Republic.

Keywords

Natural gas, LNG, LNG terminal, Gas pipeline, Liquefied natural gas, Energy security, REPowerEU, Energy crisis

Obsah

Obsah.....	5
Seznam použitých zkratk.....	7
1 Úvod.....	8
2 Charakteristika trhu dopravy zemního plynu.....	9
2.1 Logistika těžby.....	9
2.1.1 Umístění zemního plynu.....	9
2.1.2 Princip těžby.....	10
2.1.3 Příprava k dálkové dopravě.....	10
2.2 Magistrální plynovody.....	11
2.2.1 Technické vlastnosti.....	11
2.2.2 Geografie plynovodů v Evropě.....	12
2.2.3 Ekonomické vlastnosti	17
2.3 Doprava LNG	18
2.3.1 Technické vlastnosti.....	18
2.3.1.1 Zkapalnění.....	18
2.3.1.2 Námořní doprava.....	19
2.3.1.3 Železniční doprava.....	19
2.3.1.4 Silniční doprava.....	19
2.3.1.5 Replýnofikace.....	19
2.3.2 Geografie LNG terminálů v Evropě.....	20
2.3.3 Ekonomické vlastnosti.....	26
2.3.3.1 Námořní doprava.....	26
2.3.3.2 Silniční doprava.....	27
2.3.3.3 Železniční doprava.....	27
2.3.3.4 LNG terminál.....	27
3 Analýza současného stavu.....	30
3.1 Dodavatelé zemního plynu do EU.....	30
3.2 Dodavatelé zemního plynu do ČR.....	31
3.2.1 Velkoobchod.....	31
3.2.1.1 Krátkodobý trh.....	32
3.2.1.2 Dlouhodobý trh.....	33
3.2.2 Zásobníky.....	33
3.3 Zkrácení dodávek zemního plynu z Ruska.....	33
3.4 Způsoby přepravy dodávaného zemního plynu.....	34

3.5	Cenotvorba	35
3.6	Shrnutí.....	37
4	Návrh logistického řetězce dodávek zemního plynu z bezpečných a spolehlivých zdrojů.....	38
4.1	Možní dodavatelé.....	38
4.2	Možná řešení.....	41
4.3	Volba projektu a odůvodnění.....	44
4.3.1	Plynovod ze zahraničí.....	44
4.3.2	Plynovod uvnitř EU.....	45
4.3.3	LNG terminál.....	45
4.4	Návrh LNG terminálu.....	46
4.4.1	Vymezení místa pro LNG terminál.....	46
4.4.2	Vlastnictví a investice.....	48
4.4.3	Napojení terminálu na plynovod.....	48
4.4.4	Finanční a časové náklady. Příjmy.....	49
4.4.4.1	Výdaje.....	49
4.4.4.2	Harmonogram.....	50
4.4.4.3	Příjmy.....	51
4.5	Shrnutí.....	54
5	Zhodnocení návrhu.....	55
5.1	Podstata projektu.....	55
5.2	Beneficienti.....	55
5.3	Investiční a nulová varianta.....	55
5.4	Náklady a přínosy.....	56
5.5	Převedení ocenitelných nákladů a přínosů na cashflow.....	56
5.6	Návratnost investic.....	57
5.7	Zhodnocení.....	60
6	Závěr.....	61
	Seznam použitých zdrojů.....	63
	Seznam obrázků.....	66
	Seznam tabulek.....	67

Seznam použitých zkratk

a. s.	akciová společnost
BTU	britská tepelná jednotka
ČR	Česká republika
EK	Evropská Komise
EU	Evropská unie
GECF	Gas Exporting Countries Forum
ha	hektar
HKS	hlavní kompresorová stanice
KS	kompresorová stanice
LNG	zkapalněný zemní plyn
mld.	miliarda
SKPP	stanice kompletní přípravy plynu
\$	americký dolar
€	euro

1 Úvod

Se začátkem konfliktu na Ukrajině došlo k prohloubení krize v mezinárodních vztazích EU a Ruska. Problém nezávislosti členských zemí EU na komoditách z Ruska se stal akutním. Jedna z nejsložitějších situací je v oblasti zemního plynu.

Rusko bylo v roce 2021 největším importérem zemního plynu do EU a řada evropských zemí je prakticky stoprocentně závislá na těchto dodávkách, a to včetně ČR.

V nynějším stavu za prvé jsou omezené sankční nástroje vůči nepřátelským zemím, za druhé nastává nebezpečí domácí ekonomiky, kvůli možným přerušením dodávek.

Následky možného dlouhodobého zastavení dodávek zemního plynu jedním z ruských plynovodů je těžké odhadnout, ale je pravděpodobně, že řešení nebude nalezeno během jedné nebo dvou topných sezon. Tato situace je kritická nejen pro domácnosti, ale i pro firmy, které jsou závislé na zemním plynu a elektřině, jež se pomocí plynu vyrábí. Proto se nyní jeví jako nezbytné hledat a realizovat projekty, které zajistí energetickou bezpečnost.

V oblasti zemního plynu jsou nejdůležitějším prvkem způsoby přepravy této suroviny.

Hlavním cílem této práce je provést analýzu současné logistiky dodávek zemního plynu a jejího potenciálního vývoje.

Doprava zemního plynu se uskutečňuje dvěma způsoby. Prvním je přeprava plynu prostřednictvím plynovodů, druhým pak přeprava zkapalněného zemního plynu. Pro kompletní analýzu současného stavu je nezbytné definovat technické a ekonomické vlastnosti obou způsobů dopravy. Zároveň je důležité probrat geografii terminálů pro zkapalněný zemní plyn a síť plynovodů v Evropě.

Dalším cílem je návrh řešení problému pro Českou republiku. S ohledem na současný stav bude možné definovat řešení, které bude s ohledem na všechny existující podmínky optimální.

2 Charakteristika trhu dopravy zemního plynu

Zemní plyn patří mezi základní energetické zdroje a je nezbytným druhem zboží, k němuž musí zajistit přístup každá ekonomika. Používá se pro výrobu elektřiny, k topení a v domácnostech pro tepelnou úpravu potravin. Spotřeba zemního plynu v ČR v roce 2021 vzrostla o 8,5 % oproti roku 2020 a činí 9,43 mld. metrů krychlových. ČR kupuje plyn z Ruska a Norska, ale zároveň je klíčovou tranzitní zemí pro dodávky magistrálního plynu do zemí EU. [1] [2]

Vzhledem k nedávným událostem se otázka zabezpečení plynem ze spolehlivých a bezpečných zdrojů stala akutní. Jedním z nezbytných bodů pro dosažení tohoto cíle je doprava plynu v nutných objemech. Koupě sice probíhá okamžitě, ale přepravní infrastruktura bývá budována několik let.

Plyn se přepravuje v plynném nebo kapalném skupenství, přičemž se často tyto způsoby přepravy kombinují. V dané kapitole se popisují základy logistiky plynu, která začíná v místě těžby a končí u spotřebitele.

2.1 Logistika těžby

Doprava zemního plynu začíná v okamžiku narušení jeho přirozeného stavu – plyn opouští naleziště a ihned je zahájena jeho přeprava do místa, kde proběhnou procesy pro přípravu suroviny k přepravě na větší vzdálenosti. Cílem této kapitoly je rozbor a analýza celého procesu. [3]

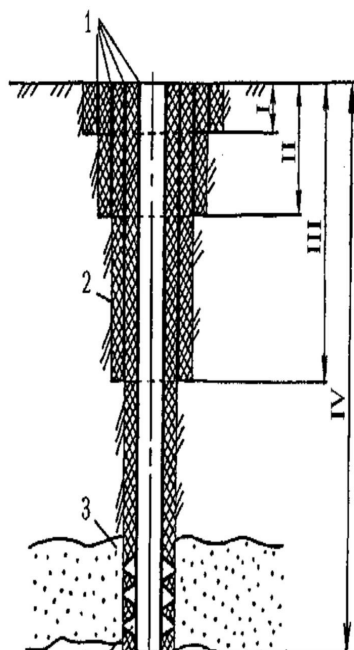
2.1.1 Umístění zemního plynu

Zemní plyn se nachází v hloubce od 1000 metrů do několika kilometrů. Nejhlubší místo těžby se stabilním proudem je 6000 metrů v Novém Urengoje. V půdě je plyn umístěn v mikroskopických pórech, které jsou mezi sebou spojeny pomocí kanálů. Naleziště tedy představuje ucelený uzavřený systém. [3]

2.1.2 Princip těžby

Tlak ve vrstvě, kde se nachází plyn, je mnohem větší než atmosférický, a proto narušením celistvosti tohoto systému se vyvolává tlakových rozdíl, přičemž zemní plyn z pór s vyšším tlakem směřuje k pórům s nižším tlakem a následně do vrtu.

Vrty jsou spojené potrubím o menším poloměru 219 mm (může se lišit) a kompresními stanicemi, aby byl dodržen tlak nutný pro pohyb plynu v potrubí. Celá síť potrubí vede k zařízením pro úpravu zemního plynu. Ilustrace vrtu je na obrázku 1. [3]



Obrázek 1. Vrt 1 – obrysovové potrubí, 2 – cement, 3 – plast s plynem [24]

2.1.3 Příprava k dálkové dopravě

Kromě cílových komponentů plyn obsahuje také příměsí, které zhoršují jeho vlastnosti a mohou vést k poškození přepravní infrastruktury. Proto se plyn přivádí na stanici kompletní přípravy plynu (SKPP).

Na SKPP probíhá několik fází čištění plynu:

- separace (oddělení kapek vody, tekutých uhlovodíků a mechanických příměsí);
- čištění, sušení a chlazení;
- zvýšení tlaku plynu na tlak magistralního plynovodu.

Díky těmto přípravným fázím je dosaženo cílového stavu suroviny. SKPP jsou napojené na potrubí, jež vedou k přechodným bodům před přepravou plynu na delší vzdálenosti a jsou posledním bodem v logistice těžby. [24]

2.2 Magistrální plynovody

Plynovody pro přepravu na delší vzdálenosti se nazývají magistrální. Přeprava zemního plynu prostřednictvím plynovodů je nejrychlejší a nejlevnější z hlediska provozních nákladů. Nicméně výstavba plynovodů je velmi drahá a často těsně spojena s politikou. Tato kapitola popisuje magistrální plynovody, jejich technické a ekonomické vlastnosti a jejich geografické uspořádání v Evropě.

2.2.1 Technické vlastnosti

Potrubí začíná v místě těžby, kde se vybuduje i hlavní kompresorová stanice (HKS), která zajistí základní přetlak v potrubí. Každých 200–300 km se přetlak udržuje prostřednictvím kompresorových stanic (KS). Jako palivo ve všech HKS a KS se používá plyn z plynovodu [4].

Magistrální plynovody se v závislosti na pracovním tlaku v potrubí dělí na dvě třídy:

- I – pracovní tlak od 2,5 do 10 MPa (25–100 kgf/m²) – na souši;
- II – pracovní tlak od 1,2 do 2,5 MPa (12–25 kgf/m²).

Trasování plynovodů během projektování vychází z řady podmínek a zohledňuje mnoho faktorů. Optimální trasa se volí z hlediska výdajů na samotnou výstavbu, na vlastnické právo dotčených pozemků, na základě potenciálních negativních externalit pro životní prostředí nebo existující dopravní infrastruktury pro obsluhu potrubí, s ohledem na náklady spojené s novou dopravní infrastrukturou a z hlediska vývoje dotčených měst a vesnic v horizontu 20 let. [4]

Průměr magistrálního potrubí se liší v závislosti na podmínkách a účelech, bývá od 500 mm do 1420 mm, přičemž šířka trasy nutná pro údržbu je 15 až 20 metrů, což přináší velké náklady na zemní práce. Nejrozšířenějším způsobem vedení magistrálního plynovodu je vedení pod zemským povrchem, ale ne vždy je to možné. Například v tundře, kde promrzlá půda není vhodná pro hloubení trasy, je plynovod veden na pilotech. Pod menšími vodními toky se dělá „propíchnutí“, u větších je nezbytné vést potrubí po dně řeky. Projektanti se snaží obejít horské oblasti, ale v některých případech je nezbytná úprava trasy pomocí odstřelu horniny. Na celé síti plynovodů musí být měřicí přístroje pro sledování stavu potrubí a přístroje pro

elektrochemickou ochranu (po materiálu běží slabý elektrický proud, který brání poruchám ze strany přírodního elektrického proudu).

Magistrální plynovody jsou napojené na menší potrubí, která zemní plyn rozdělují a dodávají ho do stanic ke snížení přetlaku, aby byla možná následná dodávka prostřednictvím nízkých sítí.

V tabulce 1 jsou uvedeny některé základní technické vlastnosti plynovodů. [4]

Tabulka 1. Technické vlastnosti magistrálních plynovodů

Časové náklady projektování	1–3 roky
Časové náklady výstavby	1–4 roky
Rychlost plynu	Do 25 m/s
Kapacita pro potrubí o průměru 1153 mm	25–30 mld. m ³ /rok
Tloušťka potrubí	27–41 mm
Vnitřní průměr	500–1420 mm
Pracovní tlak	Do 10 MPa – na souši, do 22 MPa – pod vodou

Ve výsledku se dá říct, že přeprava zemního plynu prostřednictvím plynovodů je velmi rychlá. Časem sice plynovody vyžadují údržbu, ale mohou fungovat i desítky let s minimálními náklady.

Z jiného úhlu pohledu je výstavba plynovodů velmi náročná nejen technologicky, ale také časově. Navíc vzhledem ke strategickému významu plynovodů je těsně spojena s politikou, a to většinou v negativních konotacích.

2.2.2 Geografie plynovodů v Evropě

Prostřednictvím magistrálních plynovodů se do EU dodává více než 80 % importovaného zemního plynu (2021). V tabulce 2 jsou uvedeny zdroje tohoto plynu a podíl na celkovém objemu dodávek zemního plynu v roce 2021. [5]

Tabulka 2. Zdroje plynu z plynovodů v EU

Rusko	41 %
Norsko	16 %
Alžírsko	8 %
Ázerbájdžán	2,5 %
Libye	2,5 %
LNG + vlastní zdroje	30 %

Následuje přehled nejvýznamnějších plynovodů z třetích zemí, a to ve skupinách podle dodavatelů zemního plynu. Na obrázku 2 můžeme vidět nejvýznamnější plynovody vedoucí ze zahraničí. [6] [7] [9] [10]



Obrázek 2. Hlavní plynovody vedoucí do EU [Wikipedia.org]

Ázerbájdžán:

Trans-adriatický plynovod.

Je veden přes Řecko, Albánii a Itálii, je napojen na tureckou a ázerbájdžánskou plynovou dopravní síť.

Délka: 878 km.

Vnitřní průměr: 1129 mm.

Kapacita: 10 mld. m³/rok.

Byl zprovozněn v roce 2020 a používá se pro dodávky zemního plynu z Ázerbájdžánu.

Norsko:

Europipe I.

Je veden z místa těžby na severním moři Draupner E riser platform do německého města Dornum.

Délka: 660 km.

Vnitřní průměr: 1000 mm.

Kapacita: 18 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1995.

Europipe II.

Je veden z norského Kårstø přes Vestre Bokn do německého Dornumu.

Délka: 658 km.

Vnitřní průměr: 1067 mm.

Kapacita: 24 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1999.

Norpipe.

Je veden z ropného pole Ekofisk v Norsku do německého terminálu v Emdemu. Bude provozován do roku 2028.

Délka: 440 km.

Vnitřní průměr: 910 mm.

Kapacita: 16 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1977.

Zeepipe

Je tvořen třemi potrubími: Zeepipe I z norského naleziště Sleipner field do belgického Zeebrugge; Zeepipe IIA z místa těžby Kollsnes do místa těžby Sleipner Riser; Zeepipe IIB z naleziště Kollsnes do naleziště Draupner E.

Délka: Zeepipe I – 814 km; Zeepipe IIA – 303 km; Zeepipe IIB – 299 km.

Vnitřní průměr: 1000 mm (všechna potrubí).

Kapacita: Zeepipe I – 15 mld. m³/rok; Zeepipe IIA – 26,3 mld. m³/rok, Zeepipe IIB – 25,9 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: Zeepipe I –1993; Zeepipe IIA – 1996; Zeepipe IIB – 1997.

Franpipe.

Je veden z místa těžby Draupner E Riser v norském moři do města Dunkerque ve Francii.

Délka: 840 km.

Vnitřní průměr: 1067 mm.

Kapacita: 19,6 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1998.

Alžírsko

Maghreb–Evropa (uzavřen v roce 2021)

Je veden z alžírského místa těžby Hassi R'Mel do španělského regionu Andalusie přes Maroko a Středozevní moře.

Délka: 1620 km.

Vnitřní průměr: 560–1200 mm.

Kapacita: 12 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1996.

Medgaz

Je veden z alžírského místa těžby Hassi R'Mel do španělského města Almería přes Středozevní moře.

Délka: 757 km.

Vnitřní průměr: 610–1220 mm.

Kapacita: 10,5 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 2010.

Tras-Mediterranean

Je veden z alžírského místa těžby Hassi R'Mel přes Tunisko pod povrchem Středozevního moře do italské Sicílie a dál do Slovinska.

Délka: 2475 km.

Vnitřní průměr: 510–1220 mm.

Kapacita: 30,2 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1983.

Libye

Greenstream

Je veden z libyjského města Mellitah pod povrchem Středozevního moře do italské Sicílie.

Délka: 520 km.

Vnitřní průměr: 810 mm.

Kapacita: 11 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 2004.

Rusko

Jamal–Evropa

Tento plynovod je fakticky sítí plynovodů vedoucích z Ruska do EU. Zprovozněna byla v roce 1999 a měla za cíl diverzifikovat dodávky zemního plynu z Ruska a vyhnout se tranzitu přes Ukrajinu. Přepravuje plyn z nalezišť na Jamalu a v Urengoje.

Síť je tvořena těmito plynovody:

Nord Stream

Je veden po dně Baltského moře, dodává plyn z ruského Vyborgu (napojen na základní větev Jamal–Evropa) do německého Greifswaldu (napojení na vnitřní plynovody NEL a OPAL).

Délka: 1224 km.

Vnitřní průměr: 1153 mm.

Kapacita: 55 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 2011.

Jamal

Je základní větví plynovodu Jamal–Evropa. Je veden z ruského města Toržok přes Bělorusko a Polsko do německého Frankfurtu nad Odrou (napojení na vnitřní plynovody YAGAL-Nord a STEGAL — MIDAL).

Délka: 2000 km.

Vnitřní průměr: 1420 mm.

Kapacita: 32,9 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1999.

Tranzit přes Ukrajinu

Na Ukrajinu se dodává zemní plyn z Ruska prostřednictvím 22 plynovodů, z Ukrajiny se exportuje prostřednictvím 15 plynovodů do Polska, Rumunska, Slovenska a Moldavska. Nejvýznamnějším exportním plynovodem je Transgas.

Vnitřní průměr: 1020–1420 mm.

Kapacita: od roku 2007 do roku 2020 kleslo dodávané množství plynu z 115,1 mld. m³/rok na 55,8 mld. m³/rok.

Balkánský proud

Je napojen na rusko-turecký plynovod Turecký proud a je veden do Maďarska přes Bulharsko a Srbsko.

Délka: 877 km.

Vnitřní průměr: 1200 mm.

Kapacita: 15,8 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 2021

2.2.3 Ekonomické vlastnosti

Jak již bylo uvedeno, doprava zemního plynu prostřednictvím plynovodů je nejlevnějším způsobem dopravy vzhledem k nízkým provozním nákladům, vysoké rychlosti, velkým objemům a pravidelnému proudu. Nicméně projektování a stavba podobných projektů nejsou levnou záležitostí. V tabulce 3 jsou uvedeny náklady na některé plynovody, jejich délky, kapacity a přepočtené na dnešní hodnoty na základě inflace. [6–11]

Tabulka 3. Vlastnosti vybraných plynovodů

Název plynovodu	Délka (km)	Kapacita (mld. m ³ /rok)	Hodnota (mld USD)	Hodnota nyní (mld USD)
Trans-adriatický plynovod	878	10	3,68 (2020)	3,9
Franpipe	440	16	1,21 (1998)	1,95
Europipe II	658	24	2,43 (1999)	3,86
Medgaz	757	10,5	0,9 (2010)	1,08
Nord Stream	1224	55	7,4 (2011)	8,8
Balkánský proud	877	15,8	1,19 (2021)	1,19

Na základě těchto údajů můžeme spočítat orientační cenu jednoho kilometru plynovodu s kapacitou 10 mld m³/rok. Použijeme vzorec číslo 1:

$$\frac{\sum H}{\sum D \cdot K \cdot 0,1} = 2\,196\,801 \frac{USD}{km} \quad (1)$$

H – současná hodnota;

K – kapacita;

D – délka.

Cena jednoho kilometru plynovodu s kapacitou 10 mld. m³/rok vychází na 2 196 801 USD. Hodnota je orientační, nezohledňuje regionální rozdíly nákladů na pracovní sílu, náklady na projektování, náklady spojené s dodržáním ekologických a jiných norem, které se v různých zemích mohou lišit, atd.

Na základě průzkumu byly také stanoveny orientační provozní náklady na dopravu 1000 m³ zemního plynu na vzdálenost 1000 km: 13 USD. [12]

2.3 Doprava LNG

Druhým způsobem přepravy zemního plynu na delší vzdálenosti je přeprava ve zkapalněném stavu. Zkapalnění probíhá na speciálních terminálech, kde plyn se ochlazuje a umisťuje do nádrží. Druh nádrží záleží na způsobu, kterým zemní plyn bude následně přepravován. LNG se nakládá a dováží námořní, silniční a železniční dopravou. Pomocí námořní dopravy se dováží převážná většina LNG plynu na světě. Zkapalněný zemní plyn v cílovém místě musí být převeden do svého původního plynného stavu. Převedení probíhá také na LNG terminálech. V dalších kapitolách jsou definovány technické a ekonomické vlastnosti LNG terminálů a cest, kterými se zkapalněný zemní plyn přepravuje. Zároveň je v nich provedena analýza geografie LNG terminálů v Evropě. [13]

2.3.1 Technické vlastnosti

V této podkapitole je provedena analýza technických vlastností přepravy a zpracování zkapalněného zemního plynu.

2.3.1.1 Zkapalnění

První etapou dopravy LNG je zkapalnění. Zkapalnění probíhá na speciálních terminálech, které jsou většinou umístěny v blízkosti místa těžby. LNG se vyrábí kompresí a ochlazením zemního plynu. Během zkapalnění objem zemního plynu klesá o 99,8 %. Zkapalnění probíhá stupňovitě, na každém stupni se objem zemního plynu snižuje o 80–90 % ve srovnání s předchozím stavem. Samotné zkapalnění probíhá na posledním stupni po ochlazení zemního plynu. Tím pádem je celý proces energeticky náročný, přičemž se během něj ztratí až 25 % energie, kterou zemní plyn obsahuje. Další etapou je přeprava LNG námořní, železniční nebo silniční dopravou. Technické vlastnosti těchto způsobů dopravy budou analyzované níže. [13]

2.3.1.2 Námořní doprava

Na světě existuje pouze něco okolo 500 tankerů pro přepravu LNG. Kapacity tankerů se pohybují od 20 do 266 tisíc m³. Nakládání LNG na tankery probíhá nejčastěji v místě výroby LNG. Při výpočtech se používá chemické složení metanu. Nádrži pro námořní dopravu se nazývají tanky a jsou sférické. Donedávna nejpopulárnějšími nádržemi byly tanky typu MOSS výrobce Kvaerner Masa-Yards. Jde o levný způsob izolace materiálu, přičemž se tyto nádrže vyrábějí samostatně, tedy bez nutnosti provádět celou stavbu na tankeru. Tanky jsou o 25 % ekonomičtější než analogy. Dnes se stávají populárnější membránové tanky, jejichž výstavba probíhá na lodi po jejím spuštění do provozu a trvá jeden a půl roku. [13]

Průměrná rychlost tankerů je 35 km/h, naložení a vyložení 160 000 m³ LNG trvá celý den. Během cesty se část plynu vypaří. V minulosti se tento plyn používal jako palivo a neúčtoval se dopravcům. Současné tankery obsahují speciální stanice pro zkapalnění menších objemů plynu, tzv. boil-off gas, proto se objem plynu použitý jako pohonná hmota účtuje kupujícímu. Vyložení probíhá za dodržení přetlaku v nádržích a také izolovaně od kyslíku. [14]

2.3.1.3 Železniční doprava

V případě železniční dopravy LNG se používají speciální vagony, jejichž objem většinou nepřesahuje 100 m³. Vnitřní nádrž je vyrobena z hliníku, vnější kryt z oceli, mezi krytem a nádrží se nachází speciální prášek ve vakuu. Konstrukce je vybavena teploměry, měřiči tlaku v nádrží, pojistnými ventily, systémem hašení požáru a systémem pro vypouštění nákladu do atmosféry. [13] [14]

2.3.1.4 Silniční doprava

V silniční dopravě LNG se používají nádrže se shodným vybavením jako u železniční dopravy. Kapacita nádrží je 50 m³, což je přibližně 20 tun LNG. Teplota zkapalněného zemního plynu uvnitř nádrže je stejná jako u ostatních druhů dopravy a činí -161 °C. [13][14]

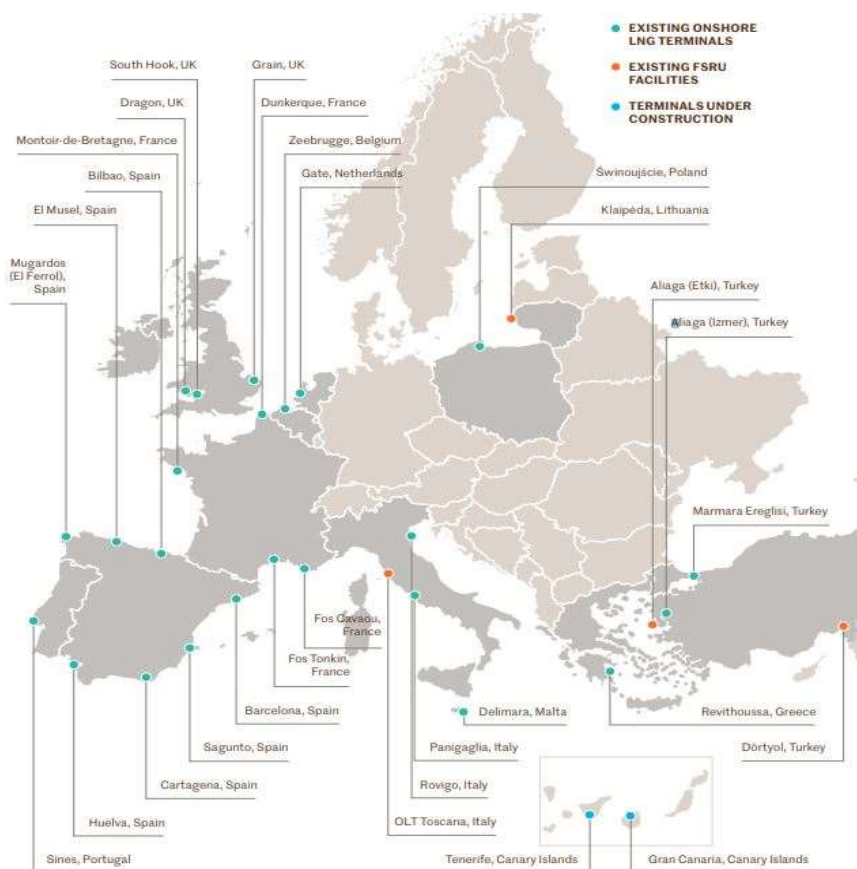
2.3.1.5 Replnofikace

Cílovým místem v dopravě zkapalněného zemního plynu je LNG terminál, kde probíhá uskladnění a přepracování zemního plynu na plynné skupenství.

LNG terminály jsou napojeny na plynovody pro následující dopravu zemního plynu odběratelům. Celé množství dodaného zemního plynu nelze převést zpátky do plynného skupenství najednou, nelze ho ani pustit do plynové dopravní sítě, proto se LNG uchovává přímo na terminálu ve velkých nádržích, kde se udržuje stanovená teplota. LNG terminály jsou vybaveny přístavem, systémem pro čepování LNG, nádržemi pro uskladnění, systémem pro vypařování, stanicemi pro zkapalnění plynu a uzlem evidence. Proces replynifikace je nepřetržitý a probíhá následujícím způsobem. Zkapalněný zemní plyn se zahřívá buď přímo (pomocí teplotních nosičů) nebo nepřímo (prostřednictvím látky, která se zahřívá od teplotních nosičů – jde většinou o propan, teplotním nosičem je pak mořská voda). Kapacita LNG terminálů bývá 5 až 10 mld. m³/rok. [12]

2.3.2 Geografie LNG terminálů v Evropě

Tato kapitola popisuje geografické uspořádání LNG terminálů v Evropě, jejich kapacity a uvádí další základní údaje. Zároveň jsou zde uvedeni dodavatelé LNG, kteří v každém konkrétním terminálu mají rezervovány kapacity. Na obrázku 3 lze vidět mapu nejvýznamnějších LNG terminálů v Evropě. [15]



Obrázek 3. Geografie LNG terminálů v Evropě [15]

Belgie

Belgie provozuje jeden LNG terminál v severní části belgického pobřeží. Terminál se nazývá **ZEEBRUGGE**. Společnost Fluxys LNG, která terminál vlastní, má dvacetileté smlouvy se třemi uživateli terminálu v celkovém objemu 9 mld. m³/rok – s Qatar Petroleum and Qatar Terminal Limited na 4,5 mld. m³/rok, s Distrigas na 2,75 mld. m³/rok a s Tractebel Global LNG na 1,8 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 1987.

Vlastník: Fluxys LNG.

Kapacita: 9 mld. m³/rok.

Služby: repleynofikace, nakládka na tankery nebo na silniční vozidla.

Francie

Francie provozuje čtyři LNG terminály. Dva jsou na pobřeží Lamanšského průlivu a dva jsou na pobřeží Baleárského moře.

Terminál DUNKERQUE

Zhruba 60 % celkové kapacity tohoto terminálu lze rezervovat dlouhodobě, celá kapacita je rezervována společností Cheniere Energy, která sem dodává LNG z USA. Terminál je napojen na síť plynovodů, která spojuje belgické a francouzské odběratele.

Rok zprovoznění: 2016.

Vlastník: Dunkerque LNG.

Kapacita: 13 mld. m³/rok.

Služby: repleynofikace, nakládka na tankery nebo na silniční vozidla.

Terminál FOS CAVAOU

Jde o druhý terminál, který se nachází na jihu Francie. Zprostředkuje přibližně jednu šestinu roční spotřeby zemního plynu ve Francii. Celkem 90 % kapacity lze rezervovat dlouhodobě, operátor terminálu má smlouvy se společnostmi EDF, GDF a Total.

Rok zprovoznění: 2010.

Vlastník: Fosmax LNG.

Kapacita: 8,25 mld. m³/rok.

Služby: repleynofikace, zkapalnění, nakládka na tankery, na malé lodě nebo na silniční vozidla.

Terminál FOS TONKIN

Jeden z nejstarších terminálů v Evropě. Nachází se na severním pobřeží Francie asi 50 kilometrů od Marcellu. Dlouhodobě rezervované kapacity nejsou veřejně známy.

Rok zprovoznění: 1972.

Vlastník: Elengy.

Kapacita: 3,4 mld. m³/rok.

Služby: repleynifikace, zkapalnění, nakládka na tankery, na malé lodě nebo na silniční vozidla.

Terminál MONTOIR-DE-BRETAGNE

Druhý terminál na severu Francie. Informace o dlouhodobých smlouvách nejsou veřejně známy.

Rok zprovoznění: 1980.

Vlastník: Elengy.

Kapacita: 10 mld. m³/rok.

Služby: repleynifikace, zkapalnění, nakládka na tankery, na malé lodě nebo na silniční vozidla.

Řecko

Řecko provozuje jeden LNG terminál, který pokrývá jednu čtvrtinu roční spotřeby zemního plynu v zemi.

Terminál REVITHOUSSA

Terminál se nachází na ostrově Revithoussa. Oznamen je pouze jeden dlouhodobý kontrakt s dodavatelem z Alžírsko.

Rok zprovoznění: 2000.

Vlastník: DESFA.

Kapacita: 8,25 mld. m³/rok.

Služby: repleynifikace, nakládka na tankery nebo na silniční vozidla.

Itálie

V Itálii se nachází tři funkční LNG terminály. Většina zemního plynu se dodává plynovodem, ale zkapalněný zemní plyn také hraje nemalou roli. V dnešní době více než 15 % importovaného zemního plynu je LNG.

Terminál PANIGAGLIA

Je to jeden z nejstarších LNG terminálů v Evropě. Aktuálně se na něm buduje infrastruktura pro značné navýšení kapacity. Nachází se na jihozápadu země.

Rok zprovoznění: 1971.

Vlastník: GNL Italia S.p.A.

Kapacita: 3,5 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace.

Terminál ISOLA DI PORTO LEVANTE

Terminál se nachází na severu země. Celkem 80 % kapacity terminálu je dlouhodobě rezervováno společnosti Qatar's North Field.

Rok zprovoznění: 2009.

Vlastník: Terminale GNL Adriatico Srl.

Kapacita: 8 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace.

Terminál FSRU OLT OFFSHORE LNG TOSCANA

Je to plovoucí offshore terminál na severozápadě země.

Rok zprovoznění: 2013.

Vlastník: ECOS.

Kapacita: 3,75 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace.

Litva – terminál KLAIPĚDA LNG

Litva byla historicky zcela závislá na zemním plynu z Ruska, nicméně v roce 2014 byl zahájen provoz LNG terminálu. Na začátku provozu byl vnímán spíše jako politický nástroj, přičemž se používala pouze čtvrtina kapacity. Vzhledem k dnešním událostem je možné využít smlouvu s norským dodavatelem a navýšit 0,54 smluvených mld. m³/rok na 4 mld. m³/rok, což je maximální kapacita terminálu.

Rok zprovoznění: 2014.

Vlastník: Höegh LNG.

Kapacita: 4 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace.

Nizozemsko – GATE TERMINAL

Nizozemsko je státem s obchodní ekonomikou a zároveň má naleziště zemního plynu. V Rotterdamu je umístěn velký LNG terminál, který je napojen na evropskou síť plynovodů a který zásobuje zemním plynem některé střeoevropské země včetně Německa.

Provozovatel terminálu má smlouvy s evropskými společnostmi a celá kapacita terminálu je dlouhodobě rezervována.

Rok zprovoznění: 2011.

Vlastník: Gate terminal B.V.

Kapacita: 16 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery nebo na malé lodě.

Polsko – terminál ŚWINOUJŚCIE

Polsko bylo historicky závislé na Ruskem zemním plynu stejně jako Litva. LNG terminál má dvacetiletou smlouvu s dodavatelem z Kataru na dovoz 1,38 mld. m³/rok.

Rok zprovoznění: 2016.

Vlastník: Polskie LNG.

Kapacita: 5 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na silniční vozidla.

Portugalsko – terminál SINES

Portugalsko provozuje jeden terminál na západu země, na pobřeží Atlantského oceánu. Tento terminál se nevyužívá na plnou kapacitu. Hlavním dodavatelem s dlouhodobě rezervovanou kapacitou je Nigérie.

Rok zprovoznění: 2003.

Vlastník: Ren Atlântico.

Kapacita: 7,6 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery nebo na silniční vozidla.

Španělsko

Španělsko má největší síť LNG terminálů v Evropě. Aktuálně je v provozu šest terminálů, sedmý je připraven k provozu od roku 2013, ale nepoužívá se z ekonomických důvodů. Hlavními dodavateli zemního plynu do těchto terminálů jsou Nigérie, Katar a USA. Na obrázku 4 je mapa Španělska s vyznačenými LNR terminály.



Obrázek 4. Geografie LNG terminálů ve Španělsku [15]

Terminál BARCELONA

Rok zprovoznění: 1969.

Vlastník: Enagas S.A.

Kapacita: 17,1 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery nebo na silniční vozidla.

Terminál CARTAGENA

Rok zprovoznění: 1989.

Vlastník: Enagas S.A.

Kapacita: 11,8 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery, malé lodě nebo na silniční vozidla.

Terminál HUELVA

Rok zprovoznění: 1988.

Vlastník: Enagas S.A.

Kapacita: 11,8 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery, malé lodě nebo na silniční vozidla.

Terminál BILBAO BAHÍA DE BIZKAIA

Rok zprovoznění: 2003.

Vlastník: Bahía de Bizkaia Gas.

Kapacita: 8,8 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery nebo na silniční vozidla.

Terminál SAGUNTO

Rok zprovoznění: 2006.

Vlastník: SAGGAS.

Kapacita: 8,8 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace.

Terminál MUGARDOS

Rok zprovoznění: 2007.

Vlastník: Regasificacion del Noroeste, S.A.

Kapacita: 3,6 mld. m³/rok.

Služby: replynifikace, nakládka na tankery.

2.3.3 Ekonomické vlastnosti

Přeprava LNG plynu je ekonomicky účinná v případě přepravy na delší vzdálenosti nebo při nepravidelných dodávkách zemního plynu. Při přepravě na delší vzdálenosti nebo přepravě přes místa, kde nemůže být vybudován plynovod, například přes oceán, je vhodné využít námořní dopravu LNG od místa těžby do terminálu. Ve zvláštních situacích, například při nepravidelných dodávkách zemního plynu, je vhodné využít silniční nebo železniční dopravu od terminálu do místa spotřeby. Sám o sobě LNG vyžaduje na místě těžby a replynifikace specifickou infrastrukturu pro zkapalnění. LNG terminály mají menší dobu návratnosti než plynovody a jejich výstavba je rychlejší.

Průměrná výrobní cena zkapalnění činí 100–105 \$, přičemž tyto náklady jdou za výrobci. Prodejní cena LNG závisí na aktuální situaci na trhu. Pro tuto bakalářskou práci jsou důležité náklady kupujícího, což jsou náklady na samotnou dopravu, které budou definovány v dalších kapitolách. [16] [17]

2.3.3.1 Námořní doprava

Sazby na přepravu LNG prostřednictvím tankerů kolísají v závislosti na poptávce a geografickém umístění tankerů v konkrétním okamžiku. Sazby kolísají v rozmezí 50000-200000 \$. Pro výpočty je brána v úvahu průměrná sazba za přepravu LNG 130000 \$ na

tankeru s kapacitou 160000 m³ LNG (91616 tisíc m³ zemního plynu), jeden den trvá naložení a jeden den trvá vyložení, průměrná rychlost lodě je 35 km/h. Kromě pronajmu lodě se platí i manipulační poplatek za naložení lodi zemním plynem, což se také velmi liší v závislosti na situaci na trhu a místě odjezdu. Při výpočtech cena naložení 160000 m³ LNG je stanovena na 60000 \$. Na grafu je znázorněna tendence klesání ceny přepravy 1000 m³ zemního plynu na vzdálenost 1000 km, v závislosti na celkové ujeté vzdálenosti.

Ceny uváděné pro výpočty v následujících kapitolách jsou orientační. Tarify všech manipulací s LNG jsou závislé na mnoha faktorech, včetně místa odjezdu a příjezdu, aktuální situaci na trhu, stavu burzy s těmito službami. Orientační ceny jsou aktuální k okamžiku napsání této práce. [13] [14] [16] [17]

2.3.3.2 Silniční doprava

V případě silniční dopravy je účinná pouze doprava menších objemů LNG a na menší vzdálenosti. Zpoplatněno je naložení vozidla, ujetá vzdálenost a vyložení. Orientační cena naložení je 0,5 € za 1 MWh, což je 94,79 m³ zemního plynu. Nakládka vozidla s kapacitou 20 tun LNG tím pádem stojí orientačně 145-150 €. Jeden ujetý km stojí 0,17 €, vyložení a replexfikace budou uvedeny v kapitole o LNG terminálech.

Tím pádem přeprava 1000 m³ zemního plynu na vzdálenost 1000 km stojí orientačně 133 €, a to bez replexfikace. [16] [17]

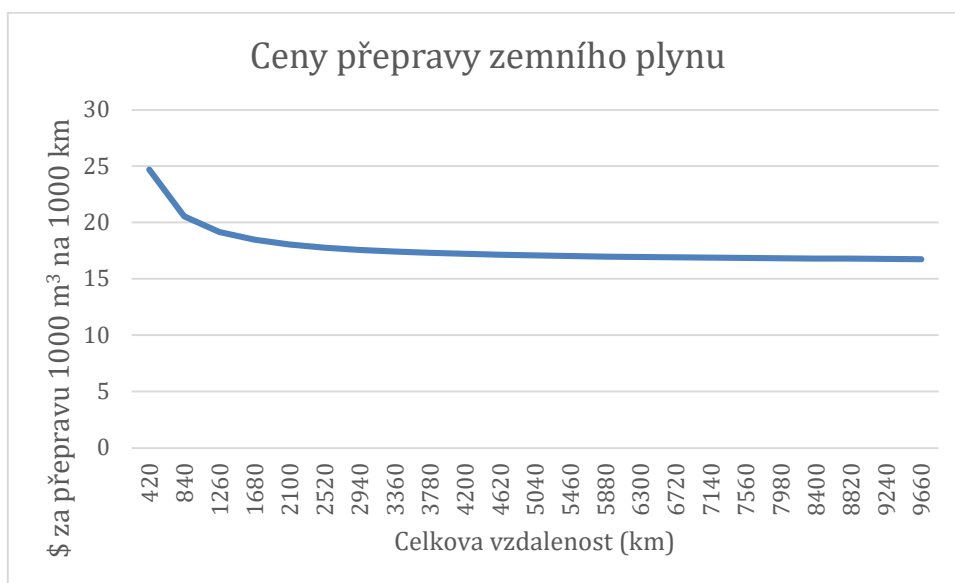
2.3.3.3 Železniční doprava

Vzhledem k malému počtu terminálů v EU, které jsou schopny nakládat LNG na vlakové soupravy není tento druh přepravy zemního plynu populární. Orientační ceny na přepravu tohoto druhu zboží jsou těžko odhadnutelné a v rámci návrhu nebudou potřebné. Podle odborníků je tento druh přepravy levnější než přeprava silničními vozidly, používá se stejně ve zvláštních případech, ale na rozdíl od silniční dopravy je navíc vyžadována železniční infrastruktura. [13]

2.3.3.4 LNG terminál

Provozovatelé LNG terminálů zpoplatňují vyložení tankeru, uskladnění zemního plynu

a samotnou replynifikaci. Sazby za tyto služby se liší v závislosti na každém konkrétním terminálu a podmínkách spolupráce s terminálem. U dlouhodobých smluv je cena za služby stanovena předem a existují stanovené postupy indexace tarifu v závislosti na okolnostech a inflaci. V jiných případech dovozce rezervuje kapacity na spot trzích, kde cena závisí na provozních nákladech a poptávce. Na základě průzkumů lze stanovit orientační cenu za komplex služeb LNG terminálu na přibližně 14 € za 1000 m³ zemního plynu. Na obrázku číslo 5 je graf, který ilustruje výslednou cenu přepravy zemního plynu do terminálu, přičemž nezahrnuje přepravu od terminálu k odběratelům, která se nejčastěji uskutečňuje prostřednictvím plynovodu. [14] [15] [16] [17]



Obrázek 5. Ceny přepravy LNG [vlastní zpracování]

Posledním bodem u ekonomiky LNG terminálu jsou investiční náklady na výstavbu infrastruktury. V tabulce 4 je uvedeno šest LNG terminálů se známými investičními náklady. Tyto náklady jsou přepočítány na dnešní hodnotu peněz s ohledem na inflaci. [15]

Tabulka 4. Ekonomické vlastností vybraných LNG terminálů

Název terminálu	Kapacita (mld m ³ /rok)	Hodnota (mil €)	Hodnota nyní (mil €)
SAGUNDO	8,8	249 (2008)	300,7
SINES	7,6	200 (2008)	241,54
GATE	16	1100 (2011)	1247,5
KLAIPĚDA LNG	4	381,1 (2014)	405,9
DUNKERQUE	13	1000 (2016)	1063,9
ŠWINOUJCIE	5	950 (2016)	1010,7

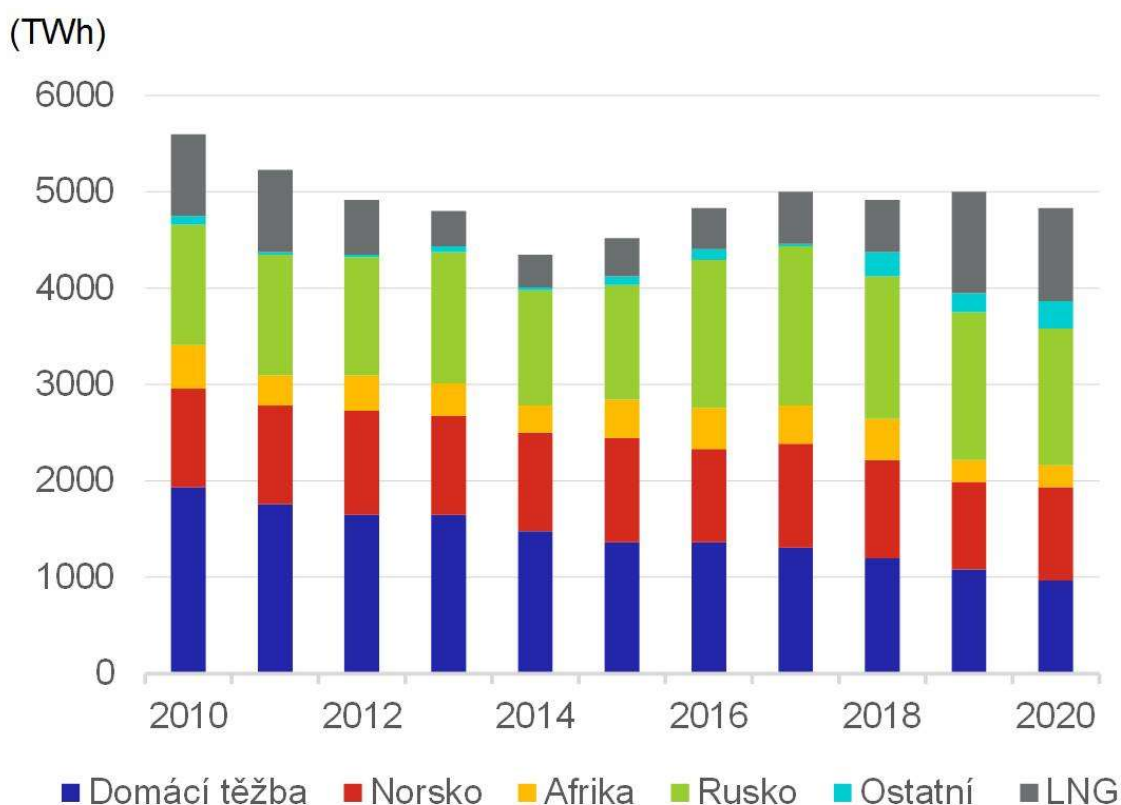
Jak je vidět cena infrastruktury je velmi závislá na celkové vyspělosti regionu ve kterém je budována a na zdrojích financování.

Z těchto údajů lze stanovit, že výstavba nového LNG terminálu s kapacitou 5 mld m³/rok bude orientačně stát 400000000 €.

3 Analýza současného stavu

V této kapitole je rozebíraná struktura dodavatelů zemního plynu do EU v měřítku zemí vývozců a struktura dodávek zemního plynu do ČR v měřítku firem. Zároveň bude provedena analýza logistiky těchto dodávek a cenotvorby.

3.1 Dodavatelé zemního plynu do EU



Obrázek 6. Dodavatelé zemního plynu do ČR (země) 2010-2022 [5]

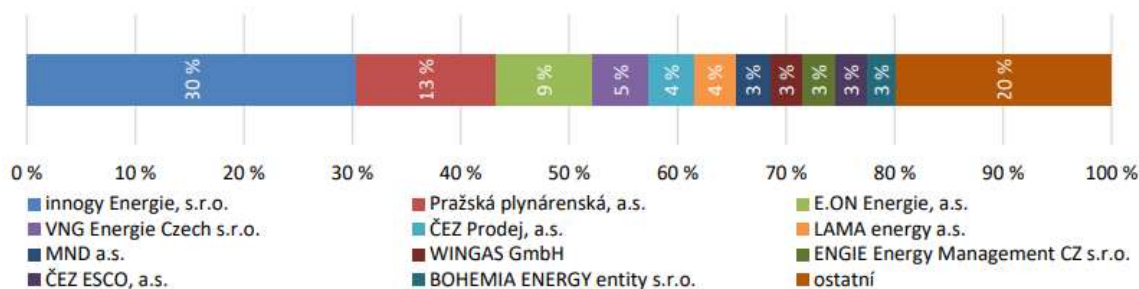
Na obrázku 6 vidíme graf, ilustrující rozdělení dodavatelů zemního plynu do ČR od roku 2010 do roku 2020. Z grafu je vidět, že těžba zemního plynu v Evropě se snížila od roku 2010 zhruba o polovinu, a to kvůli poklesu kontinentální těžby (Nizozemsko) a těžby v Severním moři (UK). Hlavními dodavateli potrubního zemního plynu jsou Rusko a Norsko. V roce 2020 byly zahájeny dodávky zemního plynu do EU z Ázerbájdžánu (kolem 10 mld. m³/rok). Alžírsko také provozuje několik plynovodů vedoucích směrem do EU. Na dovozu LNG do Evropy se dle EIA v roce 2021 nejvíce podílel plyn z USA (26 %), Kataru (24 %) a Ruska (20 %). Největším dodavatelem potrubního plynu do Evropy zůstává Rusko, které preferuje dodávky na základě dlouhodobých bilaterálních kontraktů. K transportu využívá zejména nové plynovody Nord

Stream (po dně Baltského moře) do Německa a TurkStream (po dně Černého moře přes Turecko) do jižní Evropy. Monopolní vývozce ruského plynu Gazprom naopak omezuje dodávky tradičními plynovody přes Ukrajinu nebo Bělorusko a Polsko. [5]

3.2 Dodavatelé zemního plynu do ČR

Zemní plyn zákazníkům v České republice dodávají společnosti vedené v ČR, žádná z nich ale nenakupuje zemní plyn přímo od ruského Gazpromu, ale fakticky převážná většina zemního plynu v ČR je původem z Ruska a odebírá se ze sítí plynovodů, vedených z ruských nalezišť.

Na obrázku 7 jsou uvedeni hlavní dodavatelé zemního plynu v ČR a jejich podíly na trhu s touto surovinou. [18]



Obrázek 7. Dodavatele zemního plynu do ČR (firmy) [18]

3.2.1 Velkoobchod

„Obchodování probíhá nákupem a prodejem na komoditních burzách, kde dochází k realizaci obchodů na základě dlouhodobých a krátkodobých kontraktů, či uzavírání bilaterálních kontraktů mezi jednotlivými účastníky trhu. Jelikož ČR nevlastní významná naleziště zemního plynu, je většina plynu dovážena ze zahraničí, a následně se pak stává předmětem obchodů mezi účastníky trhu s plynem.“ [18].

Potrubi zemní plyn z Ruska se dodává prostřednictvím dlouhodobých smluv. Kupující v daném případě nemusí dodávat cele zakoupené množství plynu přímo spotřebitelům, ale může tyto objemy plynu prodat distributorům prostřednictvím burzy nebo přímých smluv.

Tyto dva způsoby prodeje jsou krátkodobým a dlouhodobým trhem s touto komoditou.

Na obrázku 8 jsou uvedeny základní statistiky českého trhu se zemním plynem z nejnovější publikace Energetického regulačního úřadu.

Indikátory velkoobchodního trhu s plynem	2016	2017	2018	2019	2020
Výroba plynu [GWh]	1 473	1 580	1 477	1 410	1 334
Účastníci krátkodobých trhů [-]	95	97	97	98	104
Celková spotřeba [GWh]	88 243	90 996	87 306	91 398	92 894
Importované množství [GWh]	362 845	373 374	424 107	385 378	464 284
Exportované množství [GWh]	276 070	278 592	338 775	283 857	383 385
Počet obchodníků aktivních na velkoobchodním trhu [-]	-	-	-	-	104
Objem zobchodovaný na krátkodobých trzích [GWh]	2 088	3 747	6 542	11 198	8 968
Objem zobchodovaný na trzích s futures [GWh]	-	-	4 210	2 554	3 901
Celkový zobchodovaný objem [GWh]	-	-	10 752	13 752	12 869
Vážený průměr cen na vnitrodenním trhu [EUR/MWh]	15,09	18,02	23,88	14,12	9,52

Obrázek 8. Statistiky českého trhu se zemním plynem [18]

3.2.1.1 Krátkodobý trh

„Krátkodobý trh s plynem je v souladu s ustanovením § 20a energetického zákona organizován a provozován držitelem výlučné licence na činnosti operátora trhu. V současné době český operátor trhu organizuje pouze vnitrodenní trh s plynem, neboť o denní trh s plynem nebyl v předchozích letech ze strany účastníků trhu zájem. Obchody jsou na vnitrodenním trhu uzavírány pomocí automatického párování nabídek a probíhají 24 hodin denně, 7 dní v týdnu. Zúčtování obchodů probíhá v eurech či v českých korunách a plyn je dodáván skrze český virtuální obchodní bod, který rovněž provozuje operátor trhu.“ [18]

Krátkodobý trh je fakticky spotovým trhem s vysokou volatilitou, což od druhé poloviny roku 2021 a do dnešního dne komplikuje hospodaření společností, které jsou silně závislé na burze se zemním plynem.

3.2.1.2 Dlouhodobý trh

Podstatou dlouhodobého trhu se zemním plynem je uzavření přímých mnohaletých smluv mezi kupujícím a prodejcem se závazkem odběru určitého objemu suroviny z jedné strany a dodržení předem stanovených cen ze strany druhé.

3.2.2 Zásobníky

Dalším důležitým bodem pro rozbor trhu se zemním plynem jsou zásobníky. Vzhledem k tomu, že přímí dodavatelé zemního plynu zákazníkům většinu tohoto plynu kupují na burze, vzniká riziko zbytečných výdajů v zimním období. Tržní cena zemního plynu závisí na sezoně, proto jsou v zimě ceny vyšší. Aby byly vyloučeny zbytečné výdaje mohou být využity zásobníky, kde zemní plyn může být uskladněn. Tak v létě se kupuje více zemního plynu, než se spotřebuje, v zimě naopak se kupuje méně a čerpají se zásoby. Situaci ilustruje obrázek 9, na kterém vidíme tabulku, kde jsou uvedeny stavy zásobníků v březnu a září roku 2020. [18]

Subjekt	Stav zásobníku k 31. březnu 2020* [%]	Stav zásobníku k 30. září 2020* [%]
RWE Gas Storage CZ, s.r.o.	35,14	99,25
Moravia Gas Storage a.s.	75,13	97,11
MND Gas Storage a.s.	75,77	98,22

Obrázek 9. České zásobníky v březnu a září roku 2020 [18]

3.3 Zkrácení dodávek zemního plynu z Ruska

Při řešení problematiky zemního plynu v EU a ČR je nezbytné se obrátit na příčiny situace, která nyní nastala.

Záměr na strategickou nezávislost na dodávkách zemního plynu a jiných komodit není zcela novou záležitostí. Nedopouštění stavu, když někdo z dodavatelů by mohl použít dodávky zemního plynu jako nástroj politického tlaku, se projednával v rámci EU již dávno. Evidují to například přímé a nepřímé sankce proti plynovodu Nord Stream 2 a nezprovoznění tohoto plynovodu. Ale v únoru roku 2022 se problémy v této sféře staly akutními. Po začátku konfliktu na Ukrajině 24. února roku 2022 se stalo očividné, že 40% podíl Ruska na celkových dodávkách zemního plynu do EU je stavem, který musí být bezodkladně řešen. Proto se 10. a 11. března uskutečnilo neformální zasedání hlav států a předsedů vlád EU, načež bylo zveřejněno Versailleské prohlášení, které mimo jiné vyzvalo EK k zhotovení plánu

REPowerEU. Podstatou opatření a plánu je snížení evropské energetické závislosti. Prioritou i nadále zůstává zelená energetika, ale ve sféře zemního plynu byla přijata důležitá opatření. Fakticky je Versailleské prohlášení dokumentem, který definuje rozhodnutí o omezení odebírání zemního plynu z Ruska. [19] [21]

K situaci, kdy zemní plyn z Ruska nebude dodáván vůbec, může dojít z různých důvodů, ale pravděpodobnost, že se tak stane, je nyní mnohém vyšší.

Tak 27. února roku 2022 došlo k blokaci eurových a dolarových aktiv ruské centrální banky. Rusko následně vydalo rozhodnutí o přijímání plateb za zemní plyn pouze v rublech, což pro mnohé odběratelé bylo nepřijatelné. Dále došlo k omezení provozu plynovodu Nord Stream v důsledku rekonstrukce kompresoru ze stanice "Portovaja". Kompresor byl na rekonstrukci v Kanadě a kvůli sankcím nemohl být vrácen do Ruska. Nicméně v červenci pro daný kompresor byla vydaná výjimka ze sankcí. K okamžiku napsání práce plný provoz Nord Stream nebyl obnoven a kompresor nebyl nainstalován. Kromě toho není jasný vývoj tranzitu ruského plynu přes Ukrajinu. Objevovali se zprávy o poškození infrastruktury plynovodů a o možném úplném zastavení tranzitu, nicméně nejsou zatím oficiální vyhlášení o budoucnu dané cesty.

Celkově lze vyvést, že dodávky zemního plynu z Ruské federace se z různých důvodů budou v nejbližší době zkracovat a je nezbytné preventivně zajistit plynem nejvíce závislé zemi, kterou je i Česká republika.

3.4 Způsoby přepravy dodávaného zemního plynu

Přes území České republiky je veden plynovod Transgas, který je větví sítě plynovodů, vedoucím z Ruska přes Ukrajinu. Kromě toho je Česká republika propojena s plynovody Nord Stream a Jamal, a tím pádem není závislá na omezení dodávek zemního plynu na jednom z těchto plynovodů. V době psaní této práce jsou dodávky omezeny už na dvou ruských plynovodech. První případ souvisí s údajným poškozením jedné kompresní stanice na území Ukrajiny. Druhým případem je omezení množství dodávaného plynu v Nord Streamu, a to kvůli sankcím vůči Rusku. Konkrétně jedna z kompresních stanic ze systému Nord Stream byla na plánované opravě v Kanadě a teď kvůli sankcím není možnost ji dovézt zpátky. Na obrázku 10 je vyznačena mapa plynovodů vedoucích z Ruska.

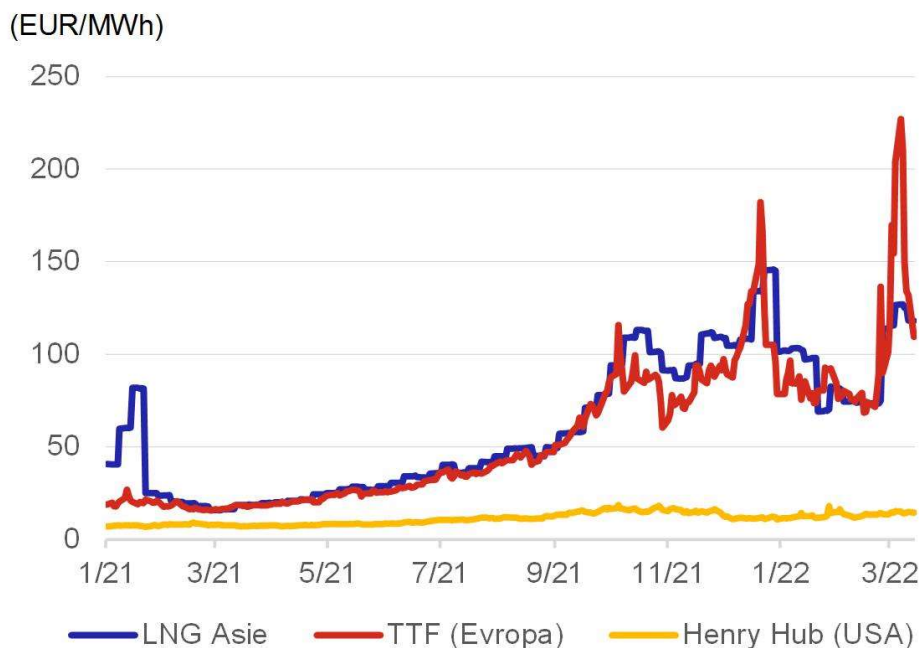


Obrázek 10. Plynovody z Ruska [wikipedia.org]

3.5 Cenotvorba

Nejrozšířenějším způsobem nákupu zemního plynu pro EU a ČR je nákup na krátkodobých trzích. Zde je cena komodity přímo závislá na poptávce a smluvně omezena dolní cenovou hranicí, která se skládá z ceny těžby a dopravy plynu. Většina zemního plynu, prodáváného na spot trzích je LNG. Historicky byl obchod s plynem na burze výhodnějším z hlediska marže a perspektivnějším pro generaci přidané hodnoty než dlouhodobé smlouvy. Nicméně v roce

2021 nastala krize krátkodobého trhu s plynem. Obrázek 11 ilustruje zvýšení tržních cen zemního plynu od ledna 2021 do března 2022. [5]



Obrázek 11. Vývoj cen zemního plynu na burze [5]

Základní příčinou tak silného růstu cen je obnovení poptávky po pandemii covidu-19. Situaci zhoršil začátek konfliktu mezi Ruskem a Ukrajinou a následné očekávání deficitu zemního plynu na evropském trhu. Výhodou krátkodobého trhu se zemním plynem je mobilita a rychlá adaptace na aktuální tržní situaci. Předpokládá se vyrovnání tržních cen na zemní plyn, čemuž evidentně prospěje diverzifikace dodávek této suroviny do zemí nejvíce závislých na plynu z Ruska. Takovou zemí je i ČR.

Druhou možností nákupu zemního plynu jsou dlouhodobé smlouvy. Ty se především uplatňují při dodávkách plynu prostřednictvím plynovodů. U těchto smluv cena se počítá podle předem stanovených vzorců a jen zčásti závislá na tržní ceně suroviny. Základem ceny také mohou být náklady na přepravu, předem stanovené sazby zisku a tržní ceny substitutů, například černého uhlí nebo ropy. Výhodou takových smluv je to, že v nestabilních situacích se obchod bude vyvíjet podle předem stanoveného plánu. Zisky a objemy jsou předvídatelné a pevné. Příkladem výhody je situace na přelomu let 2021 a 2022, kdy mnozí dovozci kupovali 1000 m³ zemního plynu za více než 1500 €, ale zároveň dovozci vázaní dlouhodobými smlouvami platili 400–500 € za 1000 m³. Nevýhodou jsou rizika klesajícího trhu, zvláštní případy, nedefinované smlouvou, a nízká schopnost smluvních stran přizpůsobit se rychle měnícím faktorům politickým a ekonomickým.

3.6 Shrnutí

Česká republika je téměř stoprocentně závislá na dodávkách zemního plynu z Ruska. Vzhledem k nejasné situaci na dvou plynovodech a celkové nestabilitě ekonomických vztahů s Ruskem je nezbytná a velmi akutní diverzifikace dodávek. Prvotním úkolem při řešení daného případu je logistika, protože ČR zatím nemá alternativní infrastrukturu pro nástup nových strategických dodavatelů.

4 Návrh logistického řetězce dodávek zemního plynu z bezpečných a spolehlivých zdrojů

V této kapitole bude navrženo dlouhodobé řešení problému závislosti ČR na zemním plynu od jediného dodavatele. Jak již bylo zmíněno tento problém spočívá především v chybějící infrastruktuře pro dodávky jiných dodavatelů, proto je řešením návrh logistického řetězce dodávek zemního plynu z bezpečných a spolehlivých zdrojů.

4.1 Možní dodavatelé

Před návrhem logistického řešení je nezbytné definovat alternativní dodavatele zemního plynu. Tato rešerše bude provedena na základě analýzy zásob a současného obchodu exportérů zemního plynu v regionech, které jsou geografické vhodné pro dodávky zemního plynu do ČR. Na základě předchozích kapitol, které popisovaly technické fungování dopravy zemního plynu, lze usoudit, že s ohledem na účinné vzdálenosti musí být bráni v potaz exportéři v severní Africe, Severní Americe a na Blízkém Východě.

Nejvýznamnější exportéři zemního plynu jsou členy organizace GECF (Gas Exporting Countries Forum). Patří mezi ně Alžírsko, Bolívie, Egypt, Rovnická Guinea, Írán, Libye, Nigérie, Katar, Rusko, Trinidad a Tobago a Venezuela. Kromě těchto zemí existují i významní exportéři, kteří sice členy této organizace nejsou, ale ve sféře obchodu se zemním plynem jsou také důležití. Jsou to USA, Kanada, Norsko a Ázerbájdžán.

Z 16 států z geografických důvodů zbývá jenom devět – Alžírsko, Egypt, Írán, Libye, Katar, USA, Norsko a Ázerbájdžán.

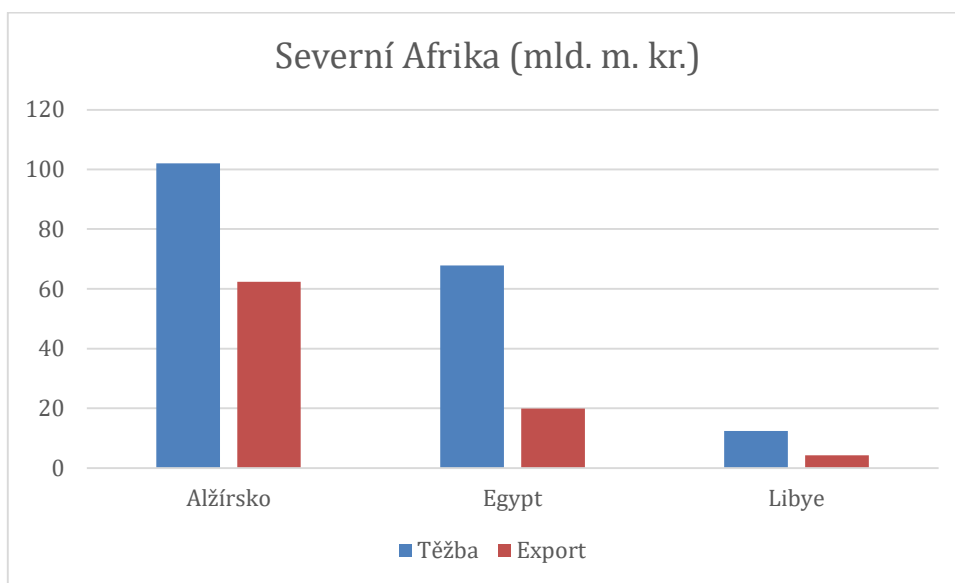
Severní Afrika

Potenciálními dodavateli v severní Africe jsou Alžírsko, Egypt a Libye. V Alžírsku v minulém roce objem těžby zemního plynu činil rekordních 102 mld. m³/rok. Z toho bylo exportováno 69,39 mld. m³ zemního plynu, přičemž 26 % z toho je LNG. Celkové zásoby zemního plynu v nalezištích jsou 4,5 mld. km³ a nadále rostou. Alžírsko v souladu s rostoucí poptávkou a dlouhodobým plánem vývoje ve sféře komodit je připraveno uvádět na světový trh více zemního plynu, než tomu bylo v minulých letech.

Egypt v roce 2021 vytěžil 67,8 mld. m³ zemního plynu a exportoval 19,9 mld. m³, z toho je 9,38 mld. m³ LNG. Celkové známé zásoby jsou 1,78 mld. km³ plynu.

Roční těžba v Libyi v roce 2021 činila 12,4 mld. m³ plynu, export byl 4,29 mld. m³. Celkové zásoby jsou 1,5 mld. km³ plynu. [22]

Na obrázku 12 můžeme porovnat aktuální hodnoty těžby a exportu plynu.



Obrázek 12. Těžba a export. Severní Afrika [vlastní zpracování]

Asie

Potenciálními dodavateli v Asii jsou Írán, Katar a Ázerbájdžán.

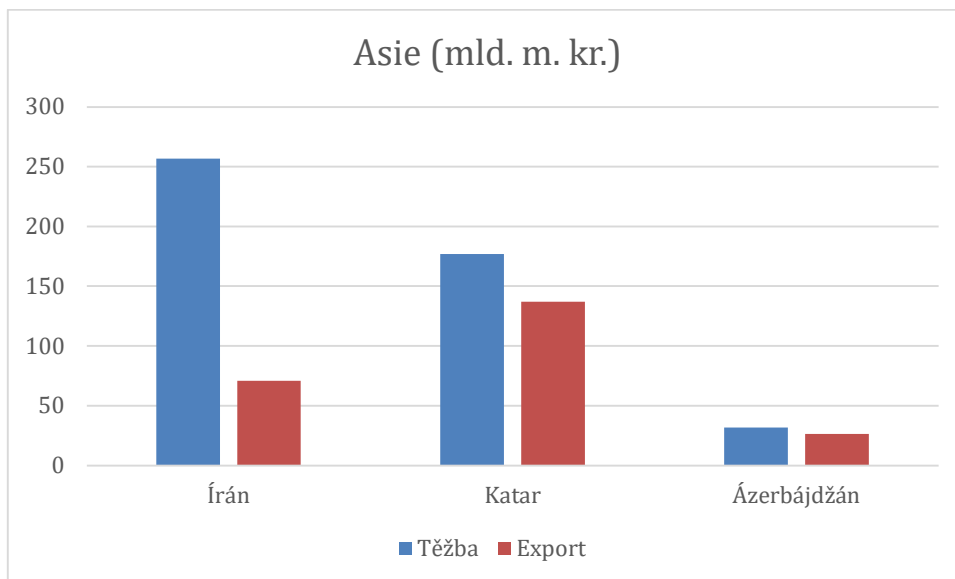
Ázerbájdžán v roce 2020 zprovoznil první plynovod do Evropy a představitelé státu prohlašují, že je možné a vítané rozšíření spolupráce v tomto směru.

Katar je jeden z hlavních dodavatelů LNG na světě. Od začátku krize byl vnímán jako jeden z nejpravděpodobnějších kandidátů na rozšíření obchodu s LNG. [22]

V tabulce 5 a na obrázku 13 jsou uvedené statistiky pro Katar, Ázerbájdžán a Írán.

Tabulka 5 Těžba a export. Asie

	Írán	Katar	Ázerbájdžán
Těžba	256,7	177	31,8
Export	70,75	136,85	26,3



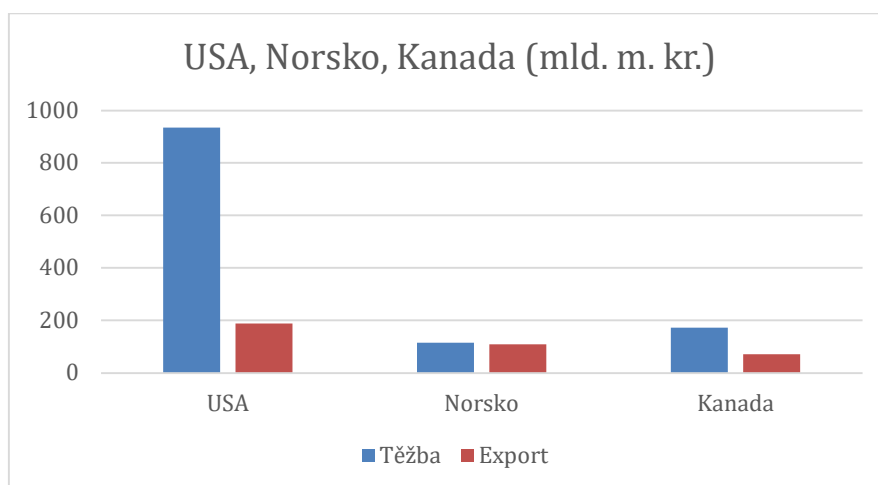
Obrázek 13. Těžba a export. Asie [vlastní zpracování]

USA, Norsko a Kanada

Představitelé USA a Kanady uvedli, že nárůst dodávek LNG do EU je možný. Spojené státy to vzápětí potvrdily a v době, kdy byla psána tato bakalářská práce, se staly lídrem v dodávkách LNG do EU. Statistiky uvedené v tabulce 6 a na obrázku 14 ilustrují objem těžby a exportu. [22]

Tabulka 6 Těžba a export. USA, Norsko, Kanada

	USA	Norsko	Kanada
Těžba	934,2	114,3	172,3
Export	188,36	109,1	70,9



Obrázek 14. Těžba a export. USA, Norsko, Kanada [vlastní zpracování]

Na obrázku 15 vidíme porovnání aktuálních zásob ve vybraných zemích. [22]



Obrázek 15. Zásoby zemního plynu [vlastní zpracování]

Každá z uvedených zemí může zvýšit jak těžbu, tak přeměrovat dodávky LNG plynu do EU. V případě potrubního zemního plynu není nárůst na existujících tratích možný, ale výstavba nových se zvažuje. Překážkou k nárůstu dodávek LNG je nedostatečná těžba v geograficky vhodných zemích, zvýšení těžby a přeměrování existujících toků LNG ve značném objemu zatím uskutečnily jenom USA. Nestabilní a vysoké ceny zemního plynu na burze nesou exportérům příjmy navíc a rychlé řešení investorské paniky by bylo netržním úkonem. Ve střednědobém horizontu lze potenciální deficit zemního plynu v EU pokrýt přirozeně, nejdůležitějším úkonem v současnosti je infrastruktura, a to především pro LNG.

4.2 Možná řešení

Možná řešení závislosti na zemním plynu z Ruska se začala intenzivněji hledat po začátku války na Ukrajině. Na úrovni EU byl projednán a zveřejněn plán REPowerEU, na úrovni vlády ČR se přijímají rozhodnutí o aplikaci zásad tohoto plánu a připravují se konkrétní řešení.

- REPowerEU se řídí třemi body pro řešení energetické krize [21]:
- dosáhnout úspor energie;
- vyrábět čistou energii;
- diverzifikovat dodávky energie.

Pro tuto práci je důležitý poslední problémový okruh – diverzifikace dodávek energie.

„Evropská unie spolupracuje s mezinárodními partnery na hledání alternativních zdrojů energie. V krátkodobém horizontu potřebujeme co nejrychleji alternativní dodávky plynu, ropy a uhlí a do budoucna budeme potřebovat také obnovitelný vodík“ [21].

Plán uvádí tato krátkodobá opatření k řešení situace [21]:

- společné nákupy plynu, LNG a vodíku prostřednictvím energetické platformy EU pro všechny členské státy, které se chtějí zapojit, ale i pro Ukrajinu, Moldavsko, Gruzii a země západního Balkánu;
- nová energetická partnerství se spolehlivými dodavateli, včetně budoucí spolupráce v oblasti energie z obnovitelných zdrojů a nízkouhlíkových plynů;
- rychlé spuštění projektů na využívání solární a větrné energie, jakož i zavádění vodíku z obnovitelných zdrojů s cílem ušetřit zhruba 50 mld. m³ dovezeného plynu;
- zvýšení výroby biometanu s cílem ušetřit 17 mld. m³ dovozu plynu;
- schválení prvních vodíkových projektů v rámci celé EU do konce léta 2022;
- sdělení EU o úspoře energie s doporučeními, jak mohou jednotlivci a podniky ušetřit okolo 13 mld. m³ dovezeného plynu;
- naplnění zásobníků plynu na 80 % kapacity do 1. listopadu 2022;
- koordinovaný plán EU na snížení poptávky v případě přerušení dodávek plynu.

Dlouhodobá řešení [21]:

- nové národní plány REPowerEU v rámci upraveného Fondu na podporu oživení a odolnosti – na podporu investic a reforem v hodnotě 300 mld. €;
- podpora dekarbonizace průmyslu prostřednictvím urychlených projektů v rámci Inovačního fondu ve výši 3 mld. €;
- nová legislativa a doporučení pro rychlejší povolování obnovitelných zdrojů energie zejména ve vyhrazených oblastech s nízkými riziky pro životní prostředí;
- investice do integrované a uzpůsobené sítě infrastruktury pro elektřinu a zemní plyn;
- vyšší ambice v oblasti úspory energie zvýšením celounijního cíle pro energetickou účinnost do roku 2030 z 9 % na 13 %;
- zvýšení evropského cíle ohledně podílu energie z obnovitelných zdrojů do roku 2030 ze 40 % na 45 %;
- nové návrhy EU pro zajištění přístupu průmyslu ke kritickým surovinám;
- regulační opatření ke zvýšení energetické účinnosti v odvětví dopravy;
- vodíkový akcelerator na vybudování 17,5 GW kapacity elektrolýzy do roku 2025 s cílem zásobovat průmysl EU 10 miliony tun obnovitelného vodíku vyrobenými v EU;
- moderní regulační rámec pro vodík.

Tím pádem ČR může v nejbližší době využít společné nákupy zemního plynu, což může být rozhodující pro značnou část dovezeného plynu, ovšem efektivnost záleží na způsobu rozdělování nakoupeného zemního plynu. Zároveň podle dlouhodobých opatření lze spoléhat na finanční podporu EU v budování infrastruktury pro dopravu zemního plynu, což je pro ČR rozhodující.

Evropský plán předpokládá, že do roku 2027 budou potřebné dodatečné investice v hodnotě 210 mld. €, navrhuje využít úvěry z Nástroje pro oživení a odolnost (aktuálně 225 mld. €) a nové granty přidělené z Nástroje pro oživení a odolnost financované z obchodování s povolenkami na emise v rámci ETS, které jsou v současnosti drženy v rezervě tržní stability (20 mld. €).

Zároveň se plánem zavádí opatření ve spolupráci se zahraničními partnery, což je nezbytné pro zvýšení dodávek zemního plynu. Konkrétně jsou uvedena tato opatření:

- zvýšení dodávek zkapalněného zemního plynu (LNG) z USA a Kanady a plynu z plynovodů a LNG z Norska;
- zintenzivnění spolupráce s Ázerbájdžánem, zejména pokud jde o jižní koridor pro přepravu plynu;
- politické dohody s dodavateli plynu (např. s Egyptem) s cílem zvýšit dodávky LNG;
- obnovení dialogu o energetice s Alžírskem;
- pokračující spolupráce s hlavními producenty v Perském zálivu (včetně Kataru).

Na národní úrovni ČR pravděpodobně v nejbližší době nevyužije možnost zásahů do energetických trhů, ale zaměří se mimo jiné na vyhledávání nových dodavatelů zemního plynu a cest dopravy této suroviny.

Krizový plán omezení spotřeby zemního plynu již existuje, plán řešení diversifikace se připravuje, ale některé kroky už jsou provedeny. Cenové skoky budou v ČR řešeny dotacemi spotřebitelům.

Podrobné vysvětlení aktuálních cílů a již existujících úspěchů jsou k nalezení v projevu pana premiéra Fialy od 22.06.2022.

„Česká republika a její vláda tak stojí před třemi zásadními úkoly, které nutně musíme splnit, aby se naše země dokázala rychle vypořádat s touto zásadní hrozbou energetické závislosti na Putinově Rusku.

1 Musíme zabezpečit dostatek plynu na tuto zimu.

2 Musíme se co nejdříve odstříhnout od Ruska a stát se energeticky suverénním státem.

3 Musíme pomoci lidem a firmám, aby zvládli cenový šok, který nás v souvislosti s energiemi v následujících měsících čeká.” [20]

Zásobníky už k okamžiku projevu byly naplněny na dvě třetiny, bylo dohodnuto rozšíření plynovodu TAL, s Polskem bylo dojednán start projektu plynovodu Stork 2, podařilo se rezervovat kapacity na LNG terminálech v Nizozemsku. To všechno jsou první kroky k nezávislosti ve sféře zemního plynu.

Prioritou jsou kapacity v evropských plynovodech a LNG terminálech.

Na základě předchozích kapitol této práce lze říct, že vzhledem k rostoucí poptávce po LNG a využití maximální kapacity existujících plynovodů jsou nezbytné infrastrukturní projekty, což jsou LNG terminály, vnitřní plynovody a plynovody ze zahraničí.

V dlouhodobém horizontu by neměla být ČR závislá pouze na jednom dodavateli. Zároveň musí být bráno v úvahu, že podobné projekty jsou zaměřeny na desítky let provozu a vzhledem k plánům na zelenou energetiku je nezbytné, aby bylo možné vybudovanou infrastrukturu v budoucnu využít například k dopravě vodíku.

4.3 Volba projektu a odůvodnění

Existují tři infrastrukturní řešení dopravy zemního plynu do ČR. První je plynovod ze zahraničí, druhý je plynovod uvnitř EU ze státu, kde je možný reexport, třetí je výstavba LNG terminálu na území sousedních států (protože terminál musí se nacházet na pobřeží). Spotřeby zemního plynu v ČR činí přibližně 10 miliard metrů krychlových, což umožní řešení problému jediným velkým projektem.

4.3.1 Plynovod ze zahraničí

Ázerbájdžán pravidelně vyhláší, že je připraven k novým projektům pro vývoz zemního plynu do EU. Nedávno spouštěny plynovod funguje a vyhovuje všem stranám. Zároveň je možné nastartovat diskusi s jinými potenciálními dodavateli, protože všichni kromě USA a Kanady se nacházejí ve vhodné vzdálenosti pro výstavbu plynovodu. Plynovod se staví delší dobu než LNG terminál a je určen k relativně větším objemům přepravovaného zemního plynu. Na trase

Ázerbájdžán–ČR by bylo vhodné postavit potrubí s kapacitou minimálně 7,5 mld. m³. V tomto bodě je vidět rozhodující nevýhoda daného řešení – závislost na ruském plynu se nahradí závislostí na zemním plynu od jiného dodavatele, což nesplňuje podmínku diverzifikace. Další nevýhodou tohoto řešení je to, že v budoucnu – až bude zemní plyn rozsáhle nahrazován vodíkem – vznikne závislost na tom, zda příslušný dodavatel bude schopen na svém území nutné množství vodíku vyrábět.

4.3.2 Plynovod uvnitř EU

Země západní Evropy nejsou závislé na ruském zemním plynu a odebírají zemní plyn z Afriky, Blízkého východu, Severní Ameriky a Norska. Proto v případě rovnoměrného rozdělení nakoupené suroviny by bylo vhodné rozšířit možnosti dopravy západ–východ prostřednictvím plynovodu z Francie, Nizozemska nebo Itálie. Rozhodující nevýhodou je v tomto případě to, že kapacity LNG terminálů a plynovodů (kromě Ruska) v celé Evropě neumožní dopravu nutného množství zemního plynu. Celková roční spotřeba zemního plynu v EU se blíží 400 mld. m³, Rusko před krizí dodávalo přibližně 143 mld. m³ zemního plynu ročně. Celková kapacita LNG terminálu v EU je přibližně 161,65 mld. m³/rok. Kapacita plynovodů z jiných států, než je Rusko, je 217,8 mld. m³/rok, ale vzhledem k technickým podmínkám některé starší plynovody nelze použít v plném rozsahu. Za podmínky využití LNG terminálu se 100% kapacitou oproti letošní 45% kapacitě zbude nahradit 54 mld. m³ ročně, ale to pouze v případě úplného zastavení dodávek plynu z Ruska. V EU tedy chybí infrastruktura pro dovoz zemního plynu ze zahraničí. Plynovod uvnitř EU, který by vedl do ČR, vyvolá závislost na schopnosti výchozí země vytvořit nabídku zemního plynu, nebo závislost na schopnosti ČR rezervovat kapacity na LNG terminálech výchozí země, a to za podmínky možného celoevropského deficitu. [10] [22] [15]

4.3.3 LNG terminál

LNG terminál je určen pro příjem LNG dovezeného námořní cestou, proto musí být umístěn na pobřeží. Podstatou řešení je pronájem nebo koupě plochy na pobřeží sousedních zemí, výstavba LNG terminálu a jeho napojení na potrubní řetězec. Přednost v rezervaci kapacit bude mít ČR, takže plynovody, na něž bude terminál napojen, musí vést do ČR, a to s dostatečnou kapacitou. LNG terminál může mít kapacitu 3–20 mld. m³/rok. Terminál s kapacitou 5 mld. m³/rok v kombinaci s jinými řešeními (reexport z Polska a Nizozemska) by mohl eliminovat závislost na potrubním zemním plynu z Ruska. V případě úplného zastavení dopravy plynu z Ruska může být kapacita terminálu rychle zvýšena na 7,5–10 mld. m³/rok, což

může zprostředkovat celou roční spotřebu plynu v ČR a zároveň rezervní kapacitu pro krátkodobé smlouvy. LNG může, ale nemusí být vázán na konkrétního dodavatele. Stejně jako u potrubního zemního plynu mohou být sjednány dlouhodobé smlouvy s dodavateli, což umožní vyhnout se výkyvům cen na burze. Nepodmíněná suverenita v otázce zemního plynu v případě ČR může být dosažena jedním velkým projektem, a to je LNG terminál.

4.4 Návrh LNG terminálu

Nejvhodnějším řešením je výstavba LNG terminálu s kapacitou 5 mld. m³/rok a napojení terminálu na distribuční potrubní řetězec ČR. Jde o strategický projekt, který je důležitý nejen pro ČR, ale i pro celou EU. Mezi další nezbytné kroky patří určit vhodné místo, kde bude terminál postaven, právní formu, investice, předpokládané časové a finanční náklady a stanovit plán dopravy plynu z terminálu do ČR.

4.4.1 Vymezení místa pro LNG terminál

Nutnost rozšíření infrastruktury pro obchod s LNG v EU není novým jevem. Potenciální místa pro LNG terminály jsou předmětem výzkumů mnoha odborníků. Nicméně zatím neexistuje rešerše konkrétně pro ČR. První otázkou pro volbu vhodného místa je volba světové strany.

Na západě leží pobřežní území Španělska, Portugalska, Francie a Nizozemska. Tato pobřeží jsou daleko od ČR a nyní neexistuje plynovod, který by zajistil dopravu plynu ze západu na východ. Reverz evidentně není možný bez zastavení proudění plynu v jednom ze směru a v existujících plynovodech plyn proudí z východu na západ. Z tohoto důvodu by byla nutná výstavba zcela nového plynovodu od terminálu do distribuční sítě ČR s garantovanou poptávkou jenom 5 mld. m³/rok, což by s největší pravděpodobností nebylo ekonomicky účelné.

Na jihu je možná výstavba terminálu LNG na pobřeží Itálie, Chorvatska a Slovinska. Narážíme ale v podstatě na stejný problém – neexistuje plynovod, na který by bylo možné terminál napojit. Přitom jižní pobřeží jsou blíže a zároveň existují geologické a právní výzkumy ze dvou zrušených projektů Nabucco a South Stream. Výstavba potrubí z jihu do ČR by byla významně levnější a za předpokladu, že poptávka po přepravě zemního plynu z jižních terminálů do střední Evropy je v zájmu sousedních států, může být nový plynovod v daném místě výhodný. Třetí možností je sever. Polsko má už s LNG terminálem zkušenosti a nyní plánuje značné rozšíření jeho kapacity kvůli vysoké poptávce ze střeoevropských států včetně ČR. Německo

silně závisí na ruském plynu, což zakládá garantovanou poptávku po kapacitě terminálu blízko nebo na území Německa. Další výhodou výstavby terminálu na severním pobřeží je zvyšující se nabídka LNG ze strany USA a Kanady, přičemž doprava z těchto států do tohoto regionu je jedna z nejlevnějších. Rozhodující výhodou jsou OPAL, EUGAL a Gazela. Na obrázku 16 je vidět mapu, která ilustruje větvení plynovodů OPAL a EUGAL.



Obrázek 16. Plynovody OPAL a EUGAL [23]

Jde o plynovody uvnitř EU, které jsou větvemi Nord Streamu a Nord Streamu 2. OPAL a EUGAL jsou vedeny paralelně z německého Greifswaldu na česko-německou hranici. V případě plynovodu EUGAL se jeví jako jednoznačné, že se nebude používat na celou kapacitu 33 mld. m³/rok, protože je prodloužením nespuštěného Nord Streamu 2. Plynovod Gazela umožní v případě potřeby další distribuci do Bavorska.

Nejvýhodnější volbou z ekonomického a geografického hlediska je výstavba terminálu na pobřeží Německa nebo Polska, a to v blízkosti plynovodů OPAL a EUGAL.

Jak již bylo uvedeno, výstavba LNG terminálu na německém území je fakticky garancí poptávky po volné kapacitě a podpory ze strany Bundestagu z důvodu velkého zájmu německé strany o diverzifikaci jejich importu zemního plynu. Terminál v okolí města Greifswald umožní levné a rychle napojení na existující potrubí bez zbytečných rizik, což bude uvítáno provozovatelem plynovodů z důvodu chybějící poptávky po dopravních kapacitách.

4.4.2 Vlastnictví a investice

Jedná se o projekt, na němž má ČR strategický zájem. Navíc je poptávka po projektu vyvolána politickými důvody. LNG terminály a infrastruktura pro dopravu zemního plynu se evidentně bude rozvíjet tržně, nicméně státní správa má nástroje, kterými může ten proces urychlit. Například již zmíněná rezervace kapacit v nizozemských terminálech proběhla ve spolupráci ČEZ a. s. (69,8 % společnosti vlastní Ministerstvo financí ČR) a vlády ČR. V Polsku byla pro výstavbu a provoz LNG terminálu založena společnost Polskie LNG S. A., která je vlastněna PGNiG S. A. (78 % vlastní Polsko).

V Německu se výstavbou plovoucích LNG terminálů zabývá společnost Uniper SE, která je ze 75 % vlastněna finskou státní energetickou společností Uniper SE. Na energetickém trhu je zvykem účast států, přičemž nelze říct, že jde o veřejné statky. Projekty v energetice vydělávají a jsou konkurenceschopné z tržního hlediska, ale jsou u nich nezbytné velké zdroje a půjčky s netržním systémem garancí. Na základě těchto faktů bude s největší pravděpodobností nutné založit státní podnik, který objedná výstavbu a bude provozovat český LNG terminál, a podpořit ho jak přímými dotacemi, tak státními garancemi. Celkově projekt spadá do priorit EU v energetické nezávislosti, zatím nejsou známy ani přesné postupy k žádosti o dotace, ani jejich forma, ani podíl EU na celkových investicích do projektu. Je známo pouze to, že podporu ze strany EU lze očekávat. Kromě toho 6. 7. 2022 poslanci Evropského parlamentu podpořili dočasné zařazení zemního plynu do zelených investic, což dává projektu nárok na další výhody ze strany evropských programů pro podporu zelené energetiky. [15]

4.4.3 Napojení terminálu na plynovod

Délka nového plynovodu je závislá na konkrétním místě na pobřeží. Předpokládá se, že nebude přesahovat 130 km. Nutná minimální kapacita je 5 mld. m³/rok, ale s ohledem na rozšíření terminálu v budoucnu je smysluplné postavit plynovod s kapacitou 7,5 mld. m³/rok. Tomu odpovídá průměr 840 mm. Otázka technických charakteristik příslušné kompresní stanice musí být analyzována ve spolupráci s provozovateli cílových plynovodů OPAL a EUGAL, protože vzhledem k menší délce potrubí se může stát, že přetlak v uzlech větších plynovodů může stačit.

4.4.4 Finanční a časové náklady. Příjmy

Cílem této podkapitoly je provést analýzu možných příjmů, výdajů a časových nákladů.

4.4.4.1 Výdaje

Pro realizaci strategického projektu podobného rozsahu budou potřebné značné finanční investice. Určení předpokládaných výdajů je cílem dané kapitoly.

Navrhuje se stavba LNG terminálu s kapacitou 5 mld m³/rok. První položkou výdajů je pořízení pozemku 30 až 50 ha, kam spadá i rešerše v daném směru. Volba konkrétního místa poblíž již zmíněných plynovodů záleží na vlastnostech pobřeží, které musí umožňovat plavbu velkých tankerů, na dopravní dostupnosti, legislativních skutečnostech a mnoha dalších faktorech. Až bude zvoleno konkrétní místo, bude možné určit konkrétní potřebnou částku. Nicméně v souhrnném rozpočtu bude zmíněná částka, určena na základě výdajů v podobných projektech v Polsku, Litvě a Francii.

Dalšími položkami jsou zhotovení projektové dokumentace, stavební dozor a propagace, přičemž částky jsou také stanoveny na základě analýzy výdajů podobných projektů.

Na pobřeží musí být postaven přístav, a to včetně administrativních budov a dopravní infrastruktury v okolí.

Navrhuje se technické vybavení terminálu v tomto rozsahu: dva zásobníky na LNG s kapacitou 320 000 m³ a 5 replynofikačních zařízení SCV. Pro replynofikaci bude se používat energie ze spálení zemního plynu, což vyvolává ztrátu 1,5 % LNG. Úspornější ORV zařízení je mnohem dražší a je vhodné k použití jenom u terminálů s větší kapacitou. [13]

Posledním důležitým výdajem je výstavba plynovodu pro napojení terminálu na plynovody OPAL a EUGAL. Možná délka plynovodu je 30 až 120 km, navrhovaný průměr je 840 mm, což umožní používat plynovod i po možném rozšíření kapacity terminálu.

Níže jsou uvedené tabulky 7 a 8, ilustrující možné orientační výdaje.

Tabulka 7 Výdaje – LNG terminál

Název	LNG terminál (tis. €)
Celkové výdaje	454000
Poplatky za plány/stavební projekt	12000
Pořízení pozemků	66100
Výstavba	133300
Prostory a strojní zařízení nebo vybavení	155000
Nepředvídané události	45400
Propagace	4300
Dozor v průběhu provádění stavby	12900
Výstavba přístavu	25000

Tabulka 8 Výdaje - plynovod

Výstavba plynovodu	50000-200000
--------------------	--------------

4.4.4.2 Harmonogram

Realizace podobného projektu může trvat 3 až 6 let. S ohledem na zvláštní situaci a podporu na úrovni ČR, Německa a celé EU, předpokládá se, že se podaří zrealizovat plánování, stavbu a kolaudační řízení ve zvláštním režimu. Níže je tabulka 9 s možným harmonogramem realizaci.

Tabulka 9 Harmonogram realizaci projektu

Položka harmonogramu:	Začátek projektování LNG terminálu
Předpokládané datum:	01.11.2022
Položka harmonogramu:	Začátek projektování plynovodu
Předpokládané datum:	01.02.2023
Položka harmonogramu:	Konec projektování LNG terminálu
Předpokládané datum:	01.03.2023
Položka harmonogramu:	Začátek výstavby LNG terminálu
Předpokládané datum:	07.03.2023

Položka harmonogramu:	Konec projektování plynovodu
Předpokládané datum:	01.04.2023
Položka harmonogramu:	Začátek výstavby plynovodu
Předpokládané datum:	07.04.2023
Položka harmonogramu:	Konec výstavby LNG terminálu
Předpokládané datum:	01.11.2024
Položka harmonogramu:	Začátek kolaudačního řízení LNG terminálu
Předpokládané datum:	07.11.2024
Položka harmonogramu:	Konec výstavby plynovodu
Předpokládané datum:	01.12.2024
Položka harmonogramu:	Začátek kolaudačního řízení plynovodu
Předpokládané datum:	07.12.2024
Položka harmonogramu:	Konec kolaudačního řízení LNG terminálu
Předpokládané datum:	01.05.2025
Položka harmonogramu:	Konec kolaudačního řízení plynovodu
Předpokládané datum:	01.05.2025
Položka harmonogramu:	Začátek provozu cele sítě s kapacitou 5 mld m ³ /rok
Předpokládané datum:	07.05.2025
Položka harmonogramu:	Rozšíření kapacity na 10 mlrd m ³ /rok
Předpokládané datum:	2030-2032

4.4.4.3 Příjmy

Navrhovaný projekt je návratný. Vyložení lodě, replynifikace a doprava plynu plynovodem je zpoplatněno. Cena záleží na typu smlouvy. U dlouhodobých smluv se zveřejňuje málokdy. Pro spotové dodávky existují sazebníky, ale konkrétní sazba záleží i na čase objednání, objemu, typu tankeru. Průměrná tržní cena komplexu služeb LNG terminálu byla stanovena na 0,4 €/MMBTu, což se rovná 14,93 €/1000 m³ zemního plynu. Fixní náklady na údržbu a provoz

terminálu činí přibližně 16 000 000 €/rok. Variabilní náklady na replexfikaci LNG a dopravu plynovodem činí 3,25 €/1000 m³. Tak lze spočítat orientační dobu návratnosti investic. Za podmínek nepředvídatelné inflace se předpokládá indexace tarifů a výdajů na základě aktuálních inflačních ukazatelů. Při výpočtech byla použita dnešní hodnota peněz. Zároveň ve výpočtu byla zohledněna 85 procentní zátěž terminálu po celou dobu provozu, kterou ale se da zvýšit. Je předpokládána samostatná návratnost plynovodu a vzhledem k nejasné délce není plynovod zahrnut do výpočtu. Výpočty jsou uvedeny v tabulce 10.

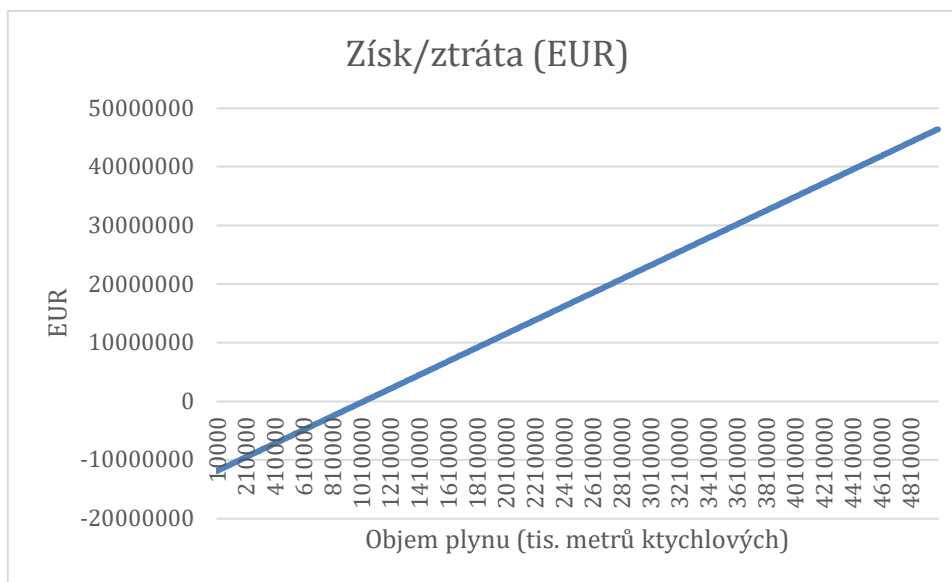
Tabulka 10 Příjmy LNG terminál

Rok	Objem (tisíc m ³)	Příjem (€)	Celkem variabilní náklady (€)	Fixní náklady (€)	Čistý příjem (€)	Bilance (€)
2025	2000000	29860000	6500000	12000000	11360000	-442640000
2026	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-405000000
2027	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-367360000
2028	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-329720000
2029	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-292080000
2030	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-254440000
2031	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-216800000
2032	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-179160000

2033	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-141520000
2034	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-103880000
2035	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-66240000
2036	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	-28600000
2037	4250000	63452500	13812500	12000000	37640000	9040000

Tak doba návratnosti projektu je 12 let.

Na obrázku 17 jsou ilustrovány čistý příjem a ztráty v závislosti na objemu zemního plynu.

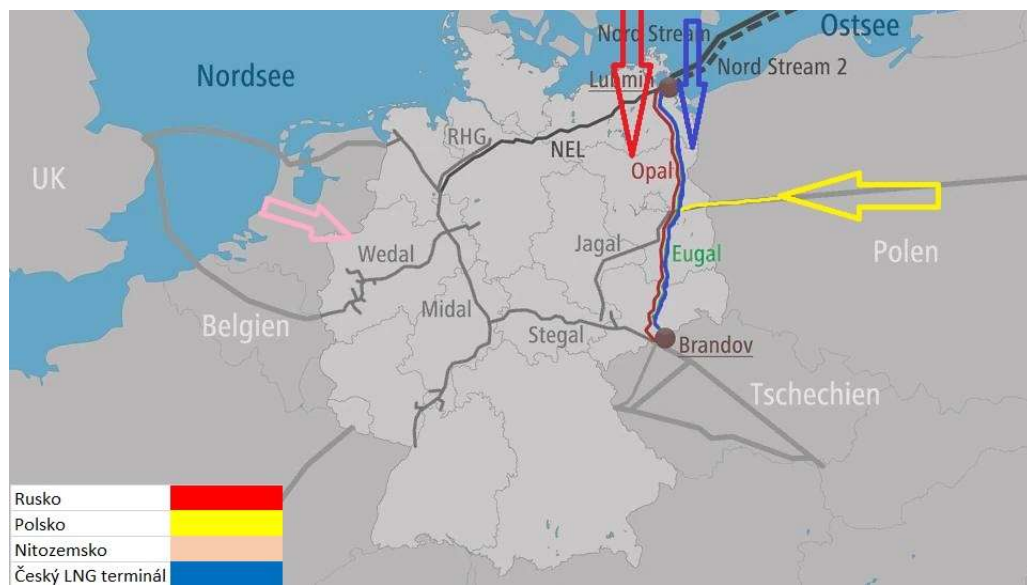


Obrázek 17. Zisk/ztráta – LNG terminál [vlastní zpracování]

Tak minimální nutná zátěž terminálu je 1,0274 mld m³/rok.

4.5 Shrnutí

Představený návrh umožní v kombinaci s jinými opatřeními nezávislost ČR v oblasti zemního plynu za necelé tři roky. Ruský potrubní zemní plyn může být jedním ze zdrojů, kvůli výhodné ceně, ale už nebude nezbytným. Zatím není jasné jakým způsobem bude dovezen plyn z nizozemských terminálů, ale za předpokladu, že vládou ČR ve spolupráci s ČEZ bude nalezeno řešení – jde o dalších 1–2 mld. metrů krychlových zemního plynu ročně. Kromě toho z projevů polské strany a předsedy vlády České republiky vyplývá, že reexport z Polska bude narůstat. S ohledem na všechny uvedené fakty, lze vyvodit, že pravděpodobně v horizontu pěti let bude situace s dovozem zemního plynu do České republiky vypadat tak, jak ilustrováno na obrázku 18.



Obrázek 18. Možné trasy dovozu zemního plynu do ČR v budoucnu [vlastní zpracování]

5 Zhodnocení návrhu

Jelikož se jedná o návrh, který je strategickým projektem s nárokem na přímé dotace EU, nejvhodnějším řešením pro zhodnocení návrhu bude provedení Cost-Benefit analýzy.

5.1 Podstata projektu

Předmětem projektu je výstavba LNG terminálu s kapacitou 5 mld. m³/rok a napojení terminálu na distribuční potrubní řetězec ČR. Je navrhována stavba terminálu v okolí německého města Greifswald. V rámci projektu bude pořízena infrastruktura pro zajištění dodávek zkapalněného zemního plynu od dodavatelů z USA, Alžírsko, Kataru, Kanady a dalších. Na rozdíl od plynovodu není tento způsob dopravy omezen volbou dodavatelů.

Kapacita plánované sítě je 5 mld. m³/rok. V rámci projektu bude provedeno plánování LNG terminálu a plynovodu a výstavba těchto jednotek. Délka potrubí závisí na výsledcích projektování terminálu, ale v analýze za účelem dodržení zásad jejího provedení bude brána v úvahu délka 80 km a na základě toho budou provedeny výpočty.

5.2 Beneficienti

Vzhledem k nynější politické situaci se předpokládá značné omezení dodávaného do EU zemního plynu. Projekt přispívá spotřebitelům této suroviny. Beneficienti projektů jsou domácnosti (topení, elektřina) a podniky (především výroba).

5.3 Investiční a nulová varianta

V případě stavu, pokud nebude realizován ani projekt, ani žádná alternativa, dojde ke značnému zdražení elektřiny, pohonných hmot a topení. Navíc může nastat deficit zemního plynu, ekonomický úpadek, snížení úvěrového ratingu celého státu.

Ve stavu, když projekt bude realizován, bude celá česká ekonomika zajištěna danou surovinou, protože kapacita infrastruktury pokrývá předpokládaný deficit zemního plynu a bude mít možnost jít k zelené ekonomice podle plánu.

5.4 Náklady a přínosy

Ocenitelnými náklady na projekt jsou plánování, pozemky, stavba, nákup zařízení, dozor, obsluha terminálu, obsluha potrubí, variabilní náklady na přepravu a zpracování suroviny. Neocenitelné náklady: šířka nutná pro obsluhu plynovodu je 20-30 metrů, potrubí bude vedeno přes lesa, což škodí životnímu prostředí.

Ocenitelné příjmy: poplatky za každý zpracovaný kubický metr plynu a poplatky za každý m³*km přepravený plynovodem. Neocenitelným příjmem pak je strategická bezpečnost dodávek důležité suroviny.

5.5 Převedení ocenitelných nákladů a přínosů na cashflow

Ocenitelné náklady a příjmy byly spočítány na základě tržních cen a publikací provozovatelů podobných zařízení. Výsledky jsou v tabulkách 11 a 12.

Tabulka 11 Výdaje. Cely projekt

Název	LNG terminál (tis. €)
Investice	
Celkové náklady	574000
Poplatky za plány/stavební projekt	12000
Pořízení pozemků	66100
Výstavba	133300
Prostory a strojní zařízení nebo vybavení	155000
Nepředvídané události	45400
Propagace	4300
Dozor v průběhu provádění stavby	12900
Výstavba přístavu	25000
Výstavba plynovodu	120000
Provoz	
Údržba terminálu ročně	16000
Údržba plynovodu ročně	880
Náklady na zpracování LNG na 1000000 m ³ zemního plynu	3,25
Náklady na přepravu 1000000 m ³ potrubím	1

Tabulka 12 Příjmy. Cely projekt

Příjmy		
Název	LNG terminál (€)	Plynovod (€)
Sazba za tisíc m ³	14,93	3,6

5.6 Návrátnost investic

Předpokládá se indexace přepravních tarifů v závislosti na inflaci, přičemž rozpočet ve zjednodušené formě ilustruje návratnost projektu v dnešní hodnotě peněz. Předpokládá se 85% zátěž LNG terminálu (4,25 mld. m³/rok) a 40% zátěž plynovodu (4 mld. m³/rok). Rozšířením kapacity LNG terminálu se zvýší zátěž plynovodu, prodejem kapacit LNG terminálu na burze se zátěž plynovodu naopak sníží. Návratnost plynovodu a LNG terminálu samostatně je spočítána v tabulkách 13 a 14.

Tabulka 13 Návratnost investic LNG terminál

Rok	Objem (tisíc m ³)	Sazba za tisíc m ³ (€)	Příjem (€)	Náklady na tisíc m ³ (€)	Celkem variabilní náklady (€)	Fixní náklady (€)	Čistý příjem (€)	Bilance (€)
2025	2000000	14,93	29860000	3,25	6500000	12000000	11360000	-442640000
2026	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-405000000
2027	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-367360000
2028	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-329720000
2029	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-292080000
2030	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-254440000
2031	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-216800000
2032	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-179160000
2033	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-141520000
2034	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-103880000
2035	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-66240000
2036	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	-28600000
2037	4250000	14,93	63452500	3,25	13812500	12000000	37640000	9040000

Tabulka 14 Návratnost investic plynovod

Rok	Objem (tisíc m ³)	Sazba za tisíc m ³ (€)	Příjem (€)	Náklady na tisíc m ³ (€)	Celkem variabilní náklady (€)	Fixní náklady (€)	Čistý příjem (€)	Balance (€)
2025	2000000	3,2	6400000	1	2000000	880000	3520000	-116480000
2026	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-108560000
2027	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-100640000
2028	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-92720000
2029	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-84800000
2030	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-76880000
2031	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-68960000
2032	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-61040000
2033	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-53120000
2034	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-45200000
2035	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-37280000
2036	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-29360000
2037	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-21440000
2038	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-13520000
2039	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	-5600000
2040	4000000	3,2	12800000	1	4000000	880000	7920000	2320000

V tabulce 15 je spočítána návratnost celého projektu.

Tabulka 15 Návratnost investic celý projekt

Rok	Čisté příjmy	Bilance
2025	14880000	-559120000
2026	45560000	-513560000
2027	45560000	-468000000
2028	45560000	-422440000
2029	45560000	-376880000
2030	45560000	-331320000
2031	45560000	-285760000
2032	45560000	-240200000
2033	45560000	-194640000
2034	45560000	-149080000
2035	45560000	-103520000
2036	45560000	-57960000
2037	45560000	-12400000
2038	45560000	33160000
2025	14880000	-559120000
2026	45560000	-513560000
2027	45560000	-468000000

5.7 Zhodnocení

Na základě finanční analýzy je projekt účinný, doba návratnosti je 19 let od začátku investic. Hlavním přínosem k zahájení projektu jsou ale politické a strategické důvody, které nejsou přímo ocenitelné, ale jsou životně důležité pro úspěšné hospodaření a růst. Proto se předpokládá, že projekt je přijatelný.

6 Závěr

Prvním dílčím úkolem této práce byla analýza obou možných způsobů přepravy zemního plynu a logistiky těžby. Na nalezišti se zemní plyn zpracovává a vypravuje se k další přepravě.

Prvním způsobem přepravy na dálku je magistralní plynovod. Jde o časově, finančně a technicky náročný projekt. Výstavba každého plynovodu je unikátní. Použití magistralního potrubí je vhodné pro dopravu většího množství zemního plynu a je geograficky vázáno na konkrétního dodavatele. Nicméně přeprava jednotky plynu na jednotku vzdálenosti plynovodem je relativně levná a na trhu je zvykem použití dlouhodobých smluv na dodávky, což garantuje mírné kolísání cen, na rozdíl od burzních nákupů plynu.

Druhým způsobem je přeprava zkapalněného zemního plynu. LNG může být naložen na kamion, vlak nebo loď. Vzhledem k nákladům se kamiony a vlaky používají spíše ve zvláštních případech. Konkurenční je přeprava na tankerech. Naložení, vyložení a plavba představují pouze menší části výsledné ceny, protože LNG v místě odběru musí být zpracován na zemní plyn, aby mohl být následně dopravován k dalšímu použití. K replexfikaci se používají LNG terminály, přičemž terminál na rozdíl od plynovodu může účinně pracovat s mnohem menšími objemy plynu. Kromě toho dodavatelem může být prakticky každá firma, která je schopna LNG vyrábět.

Geografie plynovodů a LNG terminálů v Evropě je rozsáhlá. Za nynějších podmínek se předpokládá využití maximální kapacity každého terminálu a menší využití plynovodů vedoucích z Ruska a jejich větví.

ČR je energeticky závislá na dodávkách zemního plynu z Ruské federace. Nyní se tato závislost jeví jako nebezpečná a musí být řešena v nejkratší možné lhůtě. Přímo od Gazpromu nikdo z českých dodavatelů zemní plyn nenakupuje. V ČR je vybudována vyspělá distribuční síť, která není vázána na konkrétního dodavatele, což přispívá k rychlosti diverzifikace struktury dodávek.

Na státní a evropské úrovni se probírají možná řešení současné krize. Ze strany EU je garantována podpora investic do energetické bezpečnosti a především do LNG infrastruktury a také podpora společného nákupu zemního plynu. Ze strany ČR už probíhá dialog o dodávkách z Polska, přičemž jsou rezervovány kapacity na nizozemském LNG terminálu. Prozatím ale není jasné, jakým způsobem bude plyn dovezen z nizozemského přístavu do ČR.

Na základě provedené analýzy možných řešení a potenciálních dodavatelů bylo stanoveno, že problém závislosti na ruském zemním plynu může být vyřešen jedním projektem. Je ale důležité zmínit, že projekt by měl být realizován v kombinaci s již vyjednanými drobnými řešeními. Takovým projektem je výstavba LNG terminálu na německém pobřeží poblíž plynovodů OPAL a EUGAL, aby bylo možné jeho napojení na českou distribuční síť.

Na základě studií v teoretické části této práci a s ohledem na pozitivní celoevropské prostředí pro podobné projekty byla provedena předběžná analýza možných investičních a časových nákladů a příjmů projektu. Tak jeden z nejdůležitějších energetických problémů ČR může být vyřešen za 400-600 milionů eur a tři roky, přičemž projekt má nárok na evropskou podporu.

Z politických důvodů poptávka po kapacitách LNG terminálu je garantována, proto lze očekávat stabilní příjmy. Předpokládá se návratnost investic za 19 let.

Je nutné uvést, že tento projekt musí být samozřejmě analyzován odborníky a výsledná čísla mohou být jiná.

Výsledkem této bakalářské práce je návrh možného vývoje logistiky zemního plynu v EU a ČR. Práce je tak kompletním základem pro vyhledávání i jiných řešení. Nicméně navrhovaný LNG terminál je z pohledu autora optimální a zcela zdůvodněný, takže by mohl být východiskem pro rozsáhlejší a odbornější analýzu, jež by sloužila strategickým nebo podnikatelským záměrům.

Seznam použitých zdrojů

- [1] Ministerstvo obchodu a průmyslu ČR. *Zemní plyn v České republice 2010–2020* [online]. Praha, 2021 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/>
- [2] Český statistický úřad. *Spotřeba vybraných ropných produktů a zemní plyn – prosinec 2021* [online]. Praha, 2021 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/csu/czso/spotreba-vybranych-ropnych-produktu-a-zemni-plyn-prosinec-2021>
- [3] VASILJEVA, Nina a Vartan AMIJAN. *Těžba plynu*. Moskva: ID Nedra, 1974
- [4] DĚMČENKO, Vasilij a Grigorij DĚMČENKO. *Magistrální plynovody. Spolehlivost. Podmínky fungování a ničení*. Rusko: ID Nedra, 2018. ISBN: 978-5-8365-0493-9
- [5] Česká národní banka. *Vývoj na evropském trhu se zemním plynem* [online]. Praha, 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: https://www.cnb.cz/cs/o_cnb/cnblog/Vyvoj-na-evropskem-trhu-se-zemnim-plynem/
- [6] Trans Adriatic Pipeline AG. About TAP. Tap-ag.com [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.tap-ag.com/about-tap>
- [7] Gassco. Our activities. *Gassco.no* [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.gassco.no/en/our-activities>
- [8] KAMEŠ, Josef. *Fosilní paliva*. Česká republika: Josef Kameš, 2012. ISBN 80-260-1291-7
- [9] MEDGAZ, S.A. Technical summary. *Medgaz.com* [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: https://www.medgaz.com/medgaz/pages/datos_significativos-eng.htm
- [10] PAO Gazprom. Projects. *Gazprom.ru* [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.gazprom.ru/projects>
- [11] HAFNER, Manfred a Giacomo LUCIANI. *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*. Cham: Springer Nature Switzerland AG, 2022. ISBN 978-3-030-86883-3

- [12] BRYCE, Robert. *Power Hungry: The Myths of "Green" Energy and the Real Fuels of the Future*. New York: PublicAffairs, 2010. ISBN 978-1-58648-789-8
- [13] VOVK, Vasilij. *Světový průmysl a trhy zkapalněného zemního plynu: prognózní modelování*. Moskva: Gazprom Expo, 2009
- [14] U.S. Energy Information Administration. *Natural gas explained. Liquefied natural gas* [online]. USA, 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php>
- [15] King & Spalding LLP. *An Overview of LNG Import Terminals in Europe* [online]. Atlanta, 2018 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152
- [16] SHEARER, G., D. Nissen a A. Townsend. *Liquefied natural gas for emerging markets* [online]. Washington DC, 2003 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://ppiaf.org/documents/2061/download>
- [17] Oxford Institute for Energy Studies. *The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain* [online]. 2018 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/02/The-LNG-Shipping-Forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain-Insight-27.pdf>
- [18] Energetický regulační úřad. *Národní zpráva Energetického regulačního úřadu o elektroenergetice a plynárenství za rok 2020* [online]. Praha, 2021 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/sites/default/files/obsah/prilohy/nzeru2020.pdf>
- [19] Hlavy států a předsedů vlád. *Versailleské prohlášení* [online]. Versailles, 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.consilium.europa.eu/media/54804/20220311-versailles-declaration-cs.pdf>
- [20] FIALA, Petr. *Mimořádný projev předsedy vlády Petra Fialy* [online]. Praha, 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.vlada.cz/scripts/detail.php?id=197352&tmplid=50>

- [21] Evropská Komise. *REPowerEU*. [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_cs
- [22] *Statista.com* [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.statista.com>
- [23] *Logicno.com* [online]. 2022 [cit. 28-07-2022]. Dostupné z: <https://www.logicno.com/>
- [24] 29-2017. *Natural gas production*. Rusko: Federal agency for technical regulation and metrology, 2018. 271 s.

Seznam obrázků

- Obrázek 1. Vrt 1 – obrysové potrubí, 2 – cement, 3 – plast s plynem [ITS 29-2017]
- Obrázek 2. Hlavní plynovody vedoucí do EU [Wikipedia.org]
- Obrázek 3. Geografie LNG terminálů v Evropě [15]
- Obrázek 4. Geografie LNG terminálů ve Španělsku [15]
- Obrázek 5. Ceny přepravy LNG [vlastní zpracování]
- Obrázek 6. Dodavatelé zemního plynu do ČR (země) 2010–2022 [5]
- Obrázek 7. Dodavatelé zemního plynu do ČR (firmy) [18]
- Obrázek 8. Statistiky českého trhu se zemním plynem [18]
- Obrázek 9. České zásobníky v březnu a září roku 2020 [18]
- Obrázek 10. Plynovody z Ruska [wikipedia.org]
- Obrázek 11. Vývoj cen zemního plynu na burze [5]
- Obrázek 12. Těžba a export – severní Afrika [vlastní zpracování]
- Obrázek 13. Těžba a export – Asie [vlastní zpracování]
- Obrázek 14. Těžba a export – USA, Norsko, Kanada [vlastní zpracování]
- Obrázek 15. Zásoby zemního plynu [vlastní zpracování]
- Obrázek 16. Plynovody OPAL a EUGAL [23]
- Obrázek 17. Zisk/ztráta – LNG terminál [vlastní zpracování]
- Obrázek 18. Možné trasy dovozu zemního plynu do ČR v budoucnu [vlastní zpracování]

Seznam tabulek

Tabulka 1	Technické vlastnosti magistrálních plynovodů
Tabulka 2	Zdroje plynu z plynovodů v EU
Tabulka 3	Vlastnosti vybraných plynovodů
Tabulka 4	Ekonomické vlastnosti vybraných LNG terminálů
Tabulka 5	Těžba a export – Asie
Tabulka 6	Těžba a export – USA, Norsko, Kanada
Tabulka 7	Výdaje – LNG terminál
Tabulka 8	Výdaje – plynovod
Tabulka 9	Harmonogram realizace projektu
Tabulka 10	Příjmy – LNG terminál
Tabulka 10	Příjmy LNG terminál
Tabulka 11	Výdaje. Cely projekt
Tabulka 12	Příjmy. Cely projekt
Tabulka 13	Návratnost investic LNG terminál
Tabulka 14	Návratnost investic plynovod
Tabulka 15	Návratnost investic celý projekt