

Trgovanje ukapljenim prirodnim plinom

Rendulić, Filip

Master's thesis / Diplomski rad

2018

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:169:235017>

Rights / Prava: [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2025-02-01**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij naftnog rudarstva

TRGOVANJE UKAPLJENIM PRIRODNIM PLINOM

Diplomski rad

Filip Rendulić

N183

Zagreb, 2018.

TRGOVANJE UKAPLJENIM PRIRODNIM PLINOM

FILIP RENDULIĆ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

U radu će biti objašnjeno trgovanje ukapljenim prirodnim plinom s naglaskom na terminalu za uplinjavanje kao jednom od karika u dobavi plina od dobavljača do kupca zajedno s koracima koji su poduzeti prije izgradnje terminala, kao i postupci koji slijede nakon njegove izgradnje. Postupci koji su poduzeti prije i nakon izgradnje terminala prikazani su na primjeru terminala Klaipeda u Litvi. Također, prikazan je dosadašnji tijek projekta izgradnje plutajućeg terminala u Hrvatskoj, na otoku Krku, kao i zakonska regulativa koja je morala biti donešena kako bi se jasno definirali uvjeti poslovanja terminala.

Ključne riječi: trgovanje ukapljenim prirodnim plinom, terminal za uplinjavanje, Litva, Hrvatska, zakonska regulativa

Diplomski rad sadrži: 48 stranica, 7 tablica, 22 slike i 34 reference.

Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Mentor: Dr.sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF

Ocjenjivači: Dr.sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF

Dr.sc. Tomislav Kurevija, izvanredni profesor RGNF

Dr.sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF

Datum obrane: 16. veljače 2018., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

LIQUEFIED NATURAL GAS TRADE

FILIP RENDULIĆ

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

This thesis discusses the trading of liquefied natural gas, focusing on the regasification terminal. Steps taken before the construction of the terminal, as well as procedures after its construction will be elaborated. Procedures that have been taken before and after the construction of the terminal are shown using the example of Klaipeda terminal in Lithuania. Also, in this thesis the current status of the project of construction of a floating terminal for regasification on the island of Krk in Croatia will be presented along with the legislation that must be passed in order to clearly define the terms and conditions of the terminal usage.

Keywords: trading of liquefied natural gas, regasification terminal, Lithuania, Croatia, legislation

Thesis contains: 48 pages, 7 tables, 22 figures and 34 references.

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Mentor: Associate Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Reviewers: Associate Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD
Associate Professor Tomislav Kurevija, PhD
Full Professor Katarina Simon, PhD

Date of defense: February 16th, 2018, Faculty of Mining, Geology and Petroleum
Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS TABLICA	I
POPIS SLIKA	II
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I KRATICA.....	III
1. UVOD	1
2. TRGOVANJE UPP-om	2
2.1. Direktni bilateralni ugovori	3
2.2. OTC tržište	3
2.3. SPOT tržište	3
2.4. Burze	3
2.5. Ugovori na energetskeim tržištima	4
2.5.1. Terminski (futures) ugovori.....	4
2.5.2. Forward ugovori	4
2.5.3. Hedžiranje s energetskeim ugovorima	5
2.5.4. Opcije	7
3. TRGOVANJE UPP-om PREKO UPP TERMINALA NA PRIMJERU LITVE ...	9
3.1. Potencijalni kupci	9
3.2. Opskrba terminala UPP-om	10
3.3. Cijene plina.....	11
3.4. Financiranje terminala.....	14
3.5. UPP terminal Litva	14
4. UPP TERMINAL U HRVATSKOJ	19
4.1. Tijek projekta.....	19
4.2. Odabir plutajuće jedinice za uplinjavanje	21
4.3. Financiranje projekta.....	27
4.4. Potencijalna tržišta	27
5. METODOLOGIJA ZA UTVRĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA USLUGE NA UPP TERMINALU	37
6. ZAKLJUČAK.....	45
7. POPIS LITERATURE.....	46

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Dobici i gubici na spot tržištu pri različitim cijenama	5
Tablica 2-2. Dobici i gubici na spot i forward tržištima pri različitim cijenama	6
Tablica 3-1. Cijene plina za krajnje kupce od 2005.-2016. godine	11
Tablica 4-1. FSRU brodovi trenutno u izgradnji	24
Tablica 4-2. Mogućnost transporta plina za početnu FSRU opciju UPP terminala za razdoblje od 2019. – 2026. godine	25
Tablica 5-1. Tarifne stavke za prihvat i otpremu UPP-a	41
Tablica 5-2. Koeficijenti za ugovoreni SPU	43

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Vrste ugovora i energetske tržišta.....	2
Slika 3-1. Godišnja potrošnja plina Litve u razdoblju od 2000. – 2015. godine.....	10
Slika 3-2. Cijene plina za kućanstva u 2016. godini	12
Slika 3-3. Cijene UPP-a, ugljena i nafte Brent u razdoblju od 2000. – 2016. godine na pojedinim plinskim čvorištima	13
Slika 3-4. Ukupni kapitalni troškovi procesa uplinjavanja UPP-a obzirom na početak projekta u razdoblju od 2005. – 2016. godine	15
Slika 3-5. Dimenzije FSRU-a.....	16
Slika 3-6. FSRU brod Independence	17
Slika 4-1. Razvoj UPP terminala za uplinjavanje u razdoblju od 1980. – 2022. godine	21
Slika 4-2. Ukupni kapaciteti i ukupan broj plutajućih terminala u razdoblju od 2005. – 2022. godine	22
Slika 4-3. Broj FSRU-u brodova po pojedinom pružatelju usluge najma terminala.....	23
Slika 4-4. Desetogodišnji plan razvoja transportnog sustava tvrtke Plinacro	26
Slika 4-5. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina Mađarske.....	28
Slika 4-6. Kretanje cijene uvoznog plina za Mađarsku	29
Slika 4-7. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina u Sloveniji	30
Slika 4-8. Kretanje cijene uvoznog plina za Sloveniju.....	30
Slika 4-9. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina Srbije	31
Slika 4-10. Kretanje cijene uvoznog plina za Srbiju	32
Slika 4-11. Kretanje godišnje potrošnje plina BiH.....	33
Slika 4-12. Kretanje cijene uvoznog plina za BiH	33
Slika 4-13. Kretanje godišnje potrošnje plina Hrvatske u GWh	34
Slika 4-14. Kretanje cijena uvoznog plina u Hrvatskoj.....	35
Slika 4-15. Kretanje cijena i količina kupljenog plina na CEGH, 11.09. – 19.09.2017.....	36

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I KRATICA

\$/MBtu – američkih dolara po tisuću britanskih termalnih jedinica (1 Btu ~ 1055 J)

€ - euro, novčana valuta Europske unije

€/MWh – euro po megavatsatu

BP – engl. *British Petroleum*

Btu – engl. *British thermal unit* (1 Btu ~ 1055 J)

CEF – Fond za povezivanje Europe (od engl. *Connecting Europe Facility*)

CEGH – Središnje europsko plinsko trgovinsko čvorište (od engl. *Central European Gas Hub*)

EIB – Europska investicijska banka

EU – Europska unija

FID – konačna investicijska odluka (od engl. *Final Investment Decision*)

FSRU – Plutajuća jedinica za skladištenje i uplinjavanje (od engl. *Floating Storage Regasification Unit*)

GIPL – Interkonekcija Poljska-Litva (od engl. *Gas Interconnection Poland-Lithuania*)

GWh – gigavatsat ($\times 10^9$ Wh, 1 GWh = 3,6 TJ)

HERA – Hrvatska energetska regulatorna agencija

IAP – Jonsko-jadranski plinovod (od engl. *Ionian Adriatic Pipeline*)

Kn – kuna, novčana valuta Republike Hrvatske

kWh – kilovatsat (tisuću vatsati, 1 kWh = 3,6 MJ)

LDT - Lietuvos Dujos Tiekimas, litavska kompanija za opskrbu i trgovanje prirodnim plinom

LNG – ukapljeni prirodni plin (od engl. *Liquefied Natural Gas*)

m³ – kubični metar

MWh – megavatsat ($\times 10^6$ Wh, 1 MWh = 3,6 GJ)

NBP – Virtualna točka trgovanja prirodnim plinom u Ujedinjenom kraljevstvu (od engl. *National Balancing Point*)

NN – Narodne novine

NYMEX – njujorška burza

OIE – obnovljivi izvori energije

OPEX – operativni troškovi

OTC – „Trgovanje preko šalter“, trgovanje izvan burze (od engl. *Over-The-Counter*)

PCI – Projekti od zajedničkog interesa (od engl. *Projects of Common Interest*)

SAD – Sjedinjene Američke Države

SPU – standardni paket usluga

TAP – Trans-jadranski plinovod (od engl. *Trans Adriatic Pipeline*)

TWh – teravatsat ($\times 10^{12}$ Wh, 1 TWh = 3,6 PJ)

UPP – ukapljeni prirodni plin

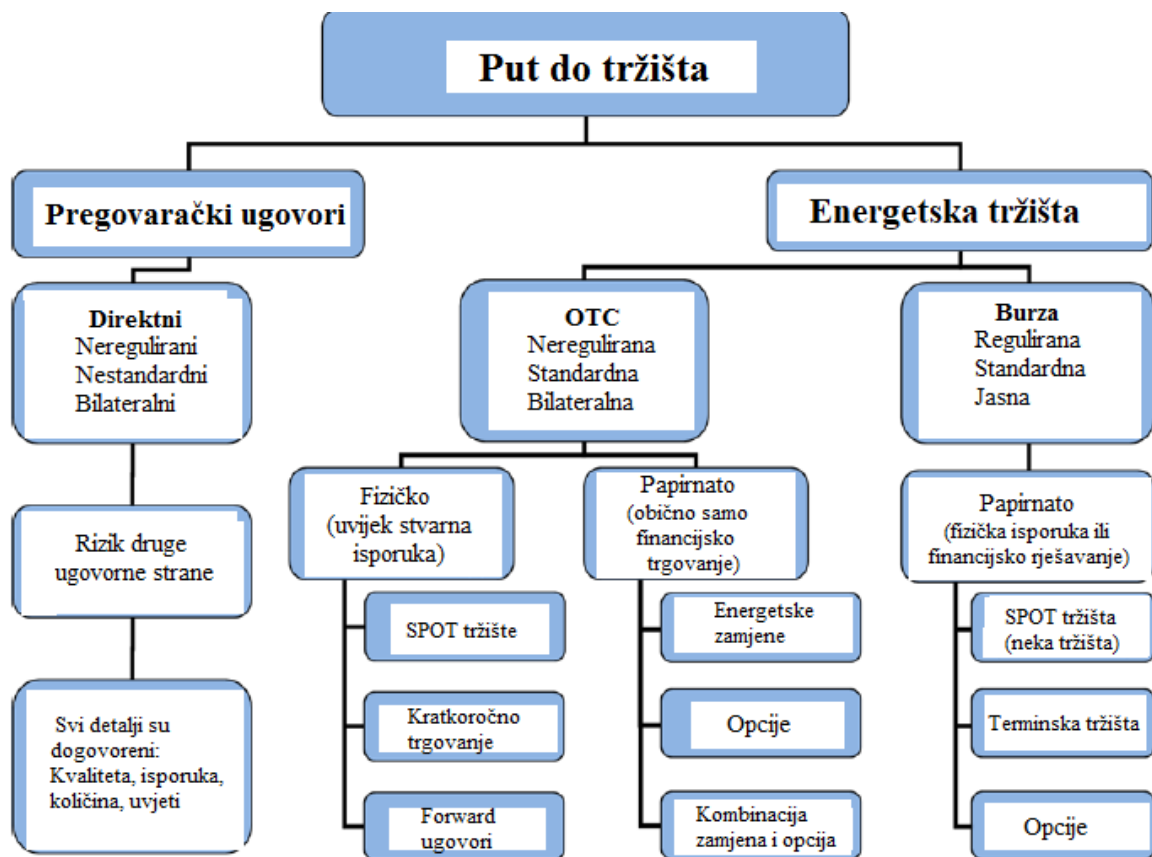
USD (\$) – američki dolar, američka novčana valuta

1. UVOD

Zbog sve veće potrebe za čistim energentima većina država se okreće korištenju prirodnog plina kao glavnog energenta. Prirodnog plina ima u dovoljnim količinama da zamjeni jeftiniji ugljen, koji izgaranjem emitira više štetnih plinova od prirodnog plina, a opet je jeftiniji od obnovljivih izvora energije (dalje u tekstu OIE). Na kopnu je najisplativije transportirati plin putem plinovoda u plinovitom stanju, dok je na moru najpovoljnije transportirati plin u ukapljenom obliku posebnim brodovima namijenjenim za transport ukapljenog prirodnog plina (engl. Liquefied Natural Gas - LNG) (dalje u tekstu UPP). Trgovanje UPP-om značajno raste na tržištu energentima. Tehnologije za ukapljivanje, transport i uplinjavanje UPP-a konstantno se razvijaju. Na razvoju tehnologija rade kompanije, državne i privatne, u zemljama koje pretežito izvoze UPP, ali isto tako i u zemljama koje uvoze UPP, razvijanjem onshore (engl. obalnih) i offshore (engl. odobalnih) terminala za ukapljivanje i uplinjavanje te brodova za transport UPP-a. Razvoj UPP tehnologije posljedica je ne samo trgovanja UPP-om nego i političkih odnosa. Sigurnost opskrbe plinom je na prvom mjestu pa u cilju diversifikacije opskrbe plinom sve više kompanija trguje UPP-om te ga transportiraju brodovima, a ne samo u plinovitom stanju plinovodima. Konkretno, politička situacija između Rusije i Ukrajine energetski je ugrozila cijelu Europu i njenu opskrbu plinom. Rusija je najveći dobavljač plina za Europu, ali zbog nesuglasica s Ukrajinom Rusija je najavila prekid isporuke plina Europi od kraja 2019. godine. Kako se ne bi ugrozila sigurnost opskrbe plinom, Europa traži nove dobavne pravce i potiče članice Europske unije da razvijaju plinsku infrastrukturu u cilju povećanja skladišnih i transportnih kapaciteta. Jedna od mogućnosti je i transport ukapljenog prirodnog plina brodovima. Zbog toga sve više država traži brži način dobivanja terminala, a to je trenutno izgradnja plutajućeg terminala. Hrvatska je prvotno planirala izgraditi kopneni terminal za uplinjavanje UPP-a na Krku, ali se zbog povlačenja investitora odustalo od tog projekta. Projekt koji se uspješno provodi u Hrvatskoj je izgradnja plutajućeg terminala za uplinjavanje UPP-a. Kapacitet plutajućeg terminala je manji od obalnog, ali je zato vrijeme izgradnje puno kraće, a ukupna investicija manja. U radu će biti objašnjeno trgovanje ukapljenim prirodnim plinom s naglaskom na terminalu za uplinjavanje zajedno s koracima koji su poduzeti prije izgradnje terminala, kao i postupci koji slijede nakon njegove izgradnje.

2. TRGOVANJE UPP-om

Ukapljenim prirodnim plinom trguje se kao i prirodnim plinom. Razlog trgovanja odrediti će način trgovanja plinom, odnosno UPP-om. Kompanija se može odlučiti na stvarnu kupovinu ili prodaju plina kako bi uravnotežila svoj fizički portfelj, može trgovati kao hedžer ili kao špekulator. Nadalje, ovisno o tržištu će se sklopiti ugovor: želi li kompanija regulirane ili neregulirane ugovore, želi li trgovati stvarnom robom ili virtualno u svrhu uravnoteženja svog fizičkog portfelja, želi li bilateralne ili jasno definirane ugovore. Instrumenti za trgovanje su razni, od dogovorenih bilateralnih ugovora do izvanburzovnih tržišta (dalje u tekstu OTC, engl. Over-The-Counter Market) s fizičkom isporukom, od terminskih tržišta i ostalih standardiziranih trgovanja sve do financijskih zamjena (engl. swapovi). Na kraju tu je trgovanje opcijama (Heather, 2010.). Na slici 2-1. prikazan je put do određenog tržišta, ovisno načinu na koji se želi trgovati.



Slika 2-1. Vrste ugovora i energetska tržišta (Heather, 2010.)

2.1. Direktni bilateralni ugovori

Bilateralni ugovori su individualno sklopljeni ugovori, pod nestandardiziranim uvjetima, što znači da svaki ugovor ima drugačije uvjete trgovine između dvije strane, kupca i prodavača. Sve se stavke u svakom sljedećem ugovoru moraju nanovo pregovarati: kvaliteta plina i količina plina, lokacija isporuke i ostali uvjeti sklapanja ugovora. Takvi se ugovori i dalje sklapaju, ali u puno manjem broju. Najčešće se koriste pri kupovini veće količine plina sa srednjoročnim ili dugoročnim rokovima isporuke. Manje količine plina uglavnom se dogovaraju „online“ i u kratkom roku, dok se veće količine pregovaraju kroz duže razdoblje sklapanjem dugoročnih ugovora s dugim rokom isporuke (Heather, 2015.).

2.2. OTC tržište

Na OTC tržištu se sklapaju bilateralni ugovori, koji su za razliku od direktnih bilateralnih ugovora, standardizirani. Na OTC tržištu se trguje instrumentima kratkoročnog duga, državnim kreditnim instrumentima, osiguranim hipotekama. U SAD-u se npr. trguje dionicama, obveznicama, robom, izvedenicama direktno između prodavatelja i kupca. Trgovanje se provodi elektroničkim sustavom (Cingula i Klačmer, 2003.).

2.3. SPOT tržište

Spot tržište (nekad ga zovu i fizičko tržište) je tržište gdje se novčana transakcija i isporuka vrše istovremeno, ili jedno slijedi odmah nakon drugog. Svi ugovori se odmah realiziraju. Ovo je tradicionalan tip tržišta, s načelima starim koliko i sama trgovina. Međutim, moderna vremena su ih donekle promijenila, što je stvorilo sive zone: na spot tržištu može se trgovati čak i s terminskim ugovorima, sve dok je razdoblje isporuke 30 dana ili manje.

2.4. Burze

Burza je regulirano tržište gdje je trgovanje sigurno i anonimno. Na burzi se kupoprodajne transakcije mogu obavljati samo preko ovlaštenih burzovnih mešetara – brokera. Terminske burze su obračunska mjesta koje djeluju kao posrednici. Osiguravaju izvedbu kupovinom ugovora od prodavatelja i prodajom ugovora kupcima, držeći kupce i prodavatelje u uzajamnoj anonimnosti. Ako jedna strana iz ugovora ne ispuni dogovoreno, ta obračunska mjesta osiguravaju ispunjenje ugovora. Iako je moguće trgovati i stvarnom robom sa

stvarnom isporukom, često nije slučaj. Na burzama se uglavnom trguje terminskim ugovorima i opcijama.

2.5. Ugovori na energetskim tržištima

Siems (1997.) tvrdi da je najviše energetskih ugovora izrađeno na temelju tri osnovna instrumenta:

- Terminskih poslova (futures tržište),
- Forward-ugovora,
- Opcija.

2.5.1. Terminski (futures) ugovori

Terminski ugovor je ugovor o kupovini ili prodaji specifične energetske imovine s vremenom isporuke u budućnosti. Ugovor se kupuje preko organizirane burze sa standardiziranim ugovorom koji se može preprodati na burzi. Ugovor specificira točan dan kada je trgovanje zaključeno za isporuku. Prije toga se datum ugovora definira prema mjesecu isporuke. Točan datum isporuke je specificiran prema pravilima standardnog ugovora i varira prema proizvodu. Ovakav tip ugovora definira da kupac zauzima dugu poziciju, a prodavatelj kratku poziciju. Odnosno kupac želi porast osnovne vrijednosti ugovora kako bi ga kasnije prodao po višoj cijeni, dok prodavatelj želi pad osnovne vrijednosti ugovora kako bi ga kasnije mogao kupiti po nižoj cijeni. Važna karakteristika energetskih terminskih ugovora jest to da im se cijena na tržištu svakodnevno određuje. Dobitci i gubitci po ugovoru se namiruju na kraju svakog dana trgovanja, a u ugovor se nanovo upisuje terminska cijena na zatvaranju. Terminski ugovori uglavnom ne uključuju stvarnu isporuku. To se dogodi u manje od pet posto ugovora. Umjesto toga, ti financijski ugovori koriste se za upravljanje cjenovnim rizikom. Umjesto stvarne isporuke, vlasnik terminskog ugovora zauzet će suprotnu poziciju na tržištu kako bi se ugovori izravnali, tj. kupac prelazi s duge pozicije na kratku i postaje prodavatelj. Prilikom trgovanja naftom takvi terminski ugovori se ponekad nazivaju „papirnati bareli“ (Dahl, 2008.).

2.5.2. Forward ugovori

Forward ugovor slični terminskom ugovoru po tome što je to ugovor o kupovini neke imovine s budućom isporukom, ali ovakav ugovor se ne kupuje na burzi niti se uobičajeno može preprodati bez sporazuma obje strane. Forward ugovor je bilateralni sporazum koji nije

standardiziran pa se može urediti prema individualnim potrebama klijenata. Sporazum o kupovini ili prodaji energetskog proizvoda u budućnosti sklapa se na temelju dogovorene cijene. Bilateralne trgovine obavljaju se putem telefona, telefaksa i faksa. Bez obračunskog mjesta, sve transakcije i stranke u transakciji moraju se pratiti individualno. Niz bilateralnih ugovora na forward tržištu koje se još nazivaju lančane veze, puno je rizičnije od terminskih ugovora jer propast jedne stranke može uzrokovati čitavi niz propasti s obzirom da nema obračunskog mjesta koje bi pružilo osiguranje. Na forward tržištu manja je transparentnost nego na terminskom tržištu, iako Platt's, Petroleum Argus i ostali servisi vijesti daju preglede sudionika i dnevno izvješćuju o cijenama. Forward ugovor obično podrazumijeva i stvarnu isporuku robe.

2.5.3. Hedžiranje s energetskim ugovorima

Energetski terminski ugovori mogu se koristiti za hedžiranje, odnosno za smanjivanje učinka rizika, te za špekuliranje i preuzimanje rizika za neki očekivani profit. Hedžer je kupac ili prodavač stvarne robe koji uzima poziciju suprotnu od one na forward ili terminskom tržištu. Dok su hedžeri trgovci koji stvarno trguju na tržištima derivata sa stvarnim proizvodima i kojima je cilj smanjiti rizik, špekulanti su oni koji se ne bave fizičkim proizvodom te preuzimaju rizik od cjenovnih promjena na tržištu (Dahl, 2008.).

Radi ilustracije, u nastavku je prikazano hedžiranje na primjeru trgovine sirovom naftom. Trgovac raspolaže barelom sirove nafte u tranzitu te ga na spot tržištu plaća 18 USD. Ta je cijena označena kao S_t gdje je t vrijeme kupovine sirove nafte. Vrijeme isporuke je označeno s T što znači da spot cijena u vrijeme isporuke je označena sa S_T . Ako se cijena nafte u vrijeme isporuke poveća na 19 USD onda će trgovac zaraditi 1 USD, suprotno tome, ako cijena padne na 17 USD onda će biti u gubitku 1 USD. Dobici i gubici na spot tržištu prikazani su u tablici 2-1., a izračunati su prema izrazu $S_T - S_t$.

Tablica 2-1. Dobici i gubici na spot tržištu pri različitim cijenama (Dahl, 2008.)

S_t [USD]	S_T [USD]	Dobitak ili gubitak ($S_T - S_t$) [USD]
18,00	17,00	-1,00
18,00	18,00	0,00
18,00	19,00	1,00

Kada bi trgovac htio hedžirati, u vremenu kupovine sirove nafte trgovac prodaje forward ugovor za vrijeme isporuke po cijeni forward ugovora označenog s F_t^T . Pretpostavka je da je cijena forward ugovora ponovno 18 USD. U vremenu isporuke vrijednost ugovora je razlika ugovorene forward cijene i spot cijene u vremenu isporuke. Izraz za izračun vrijednosti forward ugovora u vremenu isporuke je $F_t^T - S_T$.

Ukoliko je trgovac ugovorio prodaju nafte po cijeni 18 USD, a ostali prodaju po cijeni 17 USD onda mu ugovor vrijedi 1 USD, ako pak cijena poraste na 19 USD onda znači da je izgubio 1 USD. Usporedba trgovanja na spot tržištu i na forward tržištu prikazana je tablicom 2-2. U tablici se također vidi da je trgovac hedžiranjem smanjio rizik i uklonio mogućnost gubitka zarade, ali isto tako tim je postupkom i uklonio mogućnost dobiti.

Tablica 2-2. Dobici i gubici na spot i forward tržištima pri različitim cijenama (Dahl, 2008.)

S_T [USD]	$S_T - S_t$ spot tržište [USD]	$F_t^T - S_T$ forward tržište [USD]	Zajedničko tržište [USD]
17,00	-1,00	1,00	0,00
18,00	0,00	0,00	0,00
19,00	1,00	-1,00	0,00

Jedni od načina smanjivanja rizika su i „crack-rasponi“, odnosno rasponi praska, te „spark-rasponi“, odnosno rasponi iskrenja. Rasponi su trgovinske strategije koje uključuju više od jedne financijske imovine. Primjer za „crack-raspon“ je trgovanje rafinerija. Kupnjom sirove nafte i prodajom naftnih proizvoda na terminskim tržištima omogućuje rafinerijama da hedžiraju svoju rafinerijsku maržu. Rafinerije zarađuju na razlici u cijeni sirove nafte i naftnih derivata kojima je cijena viša. Hedžiraju tako što simultano prodaju terminske ugovore za naftne derivate i kupuju terminske ugovore za sirovu naftu, čime si fiksiraju raspon u tim cijenama. Primjer za „spark-raspon“ su elektrane. Elektrane prodajom struje i kupnjom goriva na terminskim tržištima omogućavaju si fiksiranje profitne margine.

Energetski sporazumi o zamjeni budućih novčanih tokova prema nekoj unaprijed dogovorenoj jednadžbi (engl. swap), također su načini hedžiranja, barem za jednu stranu ugovora. Kao i kod forward tržišta, riječ je o bilateralnim OTC-sporazumima. Standardni swap je zamjena novčanih tokova, jednog po fiksnoj stopi, a drugog po fluktuacijskoj. Kako bi se bolje objasnio swap, biti će objašnjen na primjeru dviju kompanija, X i Y. Kompanija X radi swap za prirodni plin po fiksnoj cijeni za fluktuacijsku cijenu s kompanijom Y.

Kompanija Y prihvaća razliku od fiksne cijene u visini od 2 USD po milijun m³ na razdoblje od pet godina. Prema tom sporazumu, ako cijena padne ispod 2 USD, kompanija Y plaća kompaniji X razliku između 2 USD i tržišne cijene, suprotno, ako tržišna cijena premaši 2 USD onda kompanija X plaća kompaniji Y razliku. Na taj način kompanija X uživa fiksnu cijenu od 2 USD za plin, dok kompanija Y snosi rezultat razlike u cijeni. Sporazumom, koji ne zahtijeva plaćanje unaprijed, ugovorena je količina robe pokrivena swapom, trajanje sporazuma, cjenovni indeks koji čini temelj financijskog swapa te učestalost plaćanja. Manje od tri mjeseca smatra se kratkim rokom, dok šest mjeseci do 30 godina predstavlja dugi rok, čime se swapovima može pružati puno dugoročnija zaštita od terminskih ugovora. Iako su swapovi tradicionalno bilateralni sporazumi, od 2002. godine uvedeno je trgovanje i na burzama. Prvo trgovanje swapovima uvela je njujorška burza NYMEX. Takvi swapovi i dalje ostaju bilateralni i provizije su tajne, ali burza pruža osiguranje od propasti tako što objema stranama garantira transakciju. Stranke moraju uplaćivati margine, a ugovorima se svakodnevno utvrđuju cijene na tržištu.

2.5.4. Opcije

Opcija je pravo na kupovinu (call) ili prodaju (put) imovine po osnovnoj cijeni koja se naziva izvršnom cijenom. Energetske opcije obično se temelje na terminskim ugovorima. Opcija omogućuje, ali ne obvezuje, da imatelj ugovora kupuje ili prodaje imovinu po utvrđenoj cijeni na određeni datum. Kod energetske terminske opcije, temeljna imovina je terminski ugovor umjesto same fizičke robe. Opcija kupnje daje pravo imatelju da kupi terminski ugovor, dok opcija prodaje daje pravo imatelju da proda svoj terminski ugovor. Opcije nisu istaknute na burzi nego se njima trguje kao i terminskim ugovorima.

Kupac ne treba uplatiti marginu s obzirom da posjeduje opciju izravno, no prodavatelj mora platiti marginu ako je opcija prodana na burzi. Dvije su vrste temeljnih opcija kupnje i prodaje, europska i američka. Europska opcija prodaje ili kupnje može biti iskorištena samo na dan isteka, dok američka opcija kupnje ili prodaje može biti iskorištena bilo kada do isteka roka. Pojedina burza svojim pravilima određuje je li opcija europska ili američka. OTC-opcije većinom su europske. Složenijim opcijama trguje se više na OTC-u, nego na organiziranim burzama (Dahl, 2008.).

Kolb (1994.) je objasnio određivanje cijena opcija, i to na primjeru europskih opcija, koje je lakše razumjeti. U primjeru će se koristiti oznaka S_T koja označava spot cijenu po dospijeću te ugovorena cijena oznakom K . Ako cijena temeljne imovine premašuje ugovorenu cijenu,

vlasnik opcije kupnje može kupiti imovinu za ugovorenu cijenu i preprodati je za S_T ostvarujući profit od $S_T - K$.

Ispod K opcija nema vrijednost i neće biti iskorištena.

Opcije, bez obzira mogu li biti iskorištene samo u vremenu T ili ne, mogu imati vrijednost u drugim vremenima i to će se označiti oznakom t . Kaže se da je opcija kupnje „u novcu“ ako je u vremenu t $S_t > K$, „na novcu“ ako je $S_t = K$ i „izvan novca“ ako je $S_t < K$. Ako je S_t mnogo viši od K , za opciju se kaže da je „duboko u novcu“, ako je S_t mnogo manji od K , za opciju se kaže da je „daleko od novca“.

S druge pak strane, opcija prodaje se vrednuje suprotno od opcije kupnje. Ako cijena temeljne imovine pada ispod K , vlasnik opcije prodaje može kupiti imovinu za S_T i preprodati je za K ostvarujući profit od $K - S_T$.

Po cijeni za temeljnu imovinu iznad K , prodaja nema vrijednost, pa će se dopustiti da takva opcija istekne. Opcija prodaje je „u novcu“ u vremenu t ako je $S_t < K$, „na novcu“ ako je $S_t = K$, i „izvan novca“ ako je $S_t > K$. Prodaja opcije je isto što i kratka pozicija, kupnja opcije je jednaka dugoj poziciji.

3. TRGOVANJE UPP-om PREKO UPP TERMINALA NA PRIMJERU LITVE

Kada se pojedina zemlja odluči na izgradnju terminala za uplinjavanje UPP-a prije svega mora istražiti tržište. Istraživanje tržišta provodi kompanija koja kasnije uglavnom postaje operator terminala. Istražuju se potencijalni kupci plina na terminalu. Razlozi izgradnje terminala su diversifikacija dobave plina, bolje povezivanje s ostatkom tržišta te smanjenje utjecaja velikih dobavljača. Nakon što se pronađu potencijalni kupci mora se provesti proces licitacije za zakup kapaciteta na određeno razdoblje kako bi se utvrdio kapacitet terminala.

Nakon pronalaska potencijalnih kupaca kreće se u istraživanje dobavnih pravaca. Kako Litva nema svojih izvora plina, mora ga uvoziti. Prije izgradnje terminala plin se uvezio plinovodom iz Rusije, a kako se to željelo promjeniti bilo je potrebno angažirati kompanije koje će pronaći nove dobavljače plina. Također, bilo je važno istražiti cijene usluga i tarifa na sličnim tržištima kako bi se mogao dogovoriti plan i cjenik usluga i tarifa na terminalu.

Sljedeći korak prije početka izgradnje terminala bilo je odlučiti kakav tip terminala izgraditi – kopneni ili plutajući. Odluka je ovisila o potrebnim kapacitetima te brzini izgradnje terminala.

Bilo je potrebno pronaći izvore financiranja projekta. Dio vrijednosti projekta financira država, odnosno resorno ministarstvo, zaduživanjem u bankama, prijavom projekta na natječaje (u Europi je to prijava za dobivanje bespovratnih sredstava od različitih europskih fondova za strateške ili energetske infrastrukturne projekte), te vanjski investitori.

Na kraju se slaže poslovni model UPP terminala od svih prikupljenih podataka. (Matulionis, 2014.)

Cijeli proces izgradnje terminala biti će objašnjen na primjeru terminala Klaipeda u Litvi gdje je izgrađen plutajući terminal – FSRU (engl. Floating Storage and Regasification Unit).

3.1. Potencijalni kupci

Početak 2014. godine kompanija Klaipedos Nafta koja je operator terminala, predstavila je projekt FSRU UPP terminala.

Dok nije pokrenut projekt izgradnje terminala, Litva je zajedno s Latvijom, Estonijom i Finskom kupovala plin od najbliže i najveće zemlje izvoznice plina u blizini, Rusije. Jedino su s Rusijom bili povezani, a time je Rusija mogla monopolistički određivati cijene. Izgradnjom terminala i popratnom infrastrukturom to bi se promijenilo.

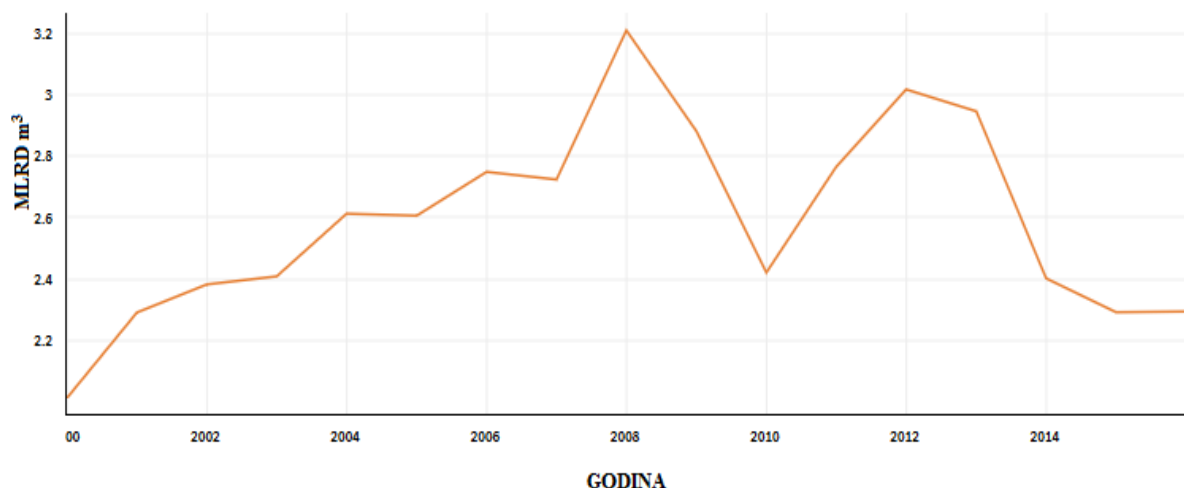
Kompanija Klaipedos Nafta istraživanjem tržišta došla je do zaključka da Finska vlastitom plinskom infrastrukturom nije dobro povezana s ostalim baltičkim zemljama. Projektom izgradnje terminala za uplinjavanje ojačala bi se povezanost baltičkih zemalja jer bi se izgradila i nova infrastruktura, plinovodi od terminala do ostalih zemalja, čime bi se stvorilo novo tržište te izgradili skladišni prostori. Također, izgradio bi se plinovod koji povezuje Litvu s Poljskom, odnosno Baltičku regiju s ostatkom Europske unije – GIPL (engl. Gas Interconnector Poland-Lithuania). Time bi se ojačala strategija sigurne, povoljne i održive energije Projekt izgradnje plinovoda GIPL počeo je 2016. godine potporom Europske komisije.

Prvi cilj pronalaska potencijalnih kupaca Litva je uspješno ostvarila.

3.2. Opskrba terminala UPP-om

Litva nema vlastitu proizvodnju plina već svoje potrebe nadomješta uvozom plina iz Rusije. Prema podacima BP-a (engl. British Petroleum) krajem 2015. godine Litva je imala godišnju potrošnju od 2,30 milijardi m³ plina. Od 2000. do 2015. godine ukupna godišnja potrošnja plina se kretala od 2,00 do 3,20 milijarde m³ kako je prikazano na slici 3-1.

Od 2008. do 2010. godine bilježi se pad potrošnje plina uslijed recesije. Nakon 2010. godine započinje oporavak ekonomije i povećanje potrošnje plina, ali se nakon 2012. godine potrošnja ponovno smanjuje zbog drastičnog povećanja cijene plina.



Slika 3-1. Godišnja potrošnja plina Litve u razdoblju od 2000. – 2015. godine (BP, 2017.)

Kako je Rusija Litvi bila jedini opskrbljivač plina mogla je monopolistički određivati cijenu plina. Kompanija LITGAS koja je dio državne kompanije Lietuvos Energija dobila je zadatak do izgradnje terminala pronaći novog opskrbljivača plinom. LITGAS je prvotno osnovala državna kompanija Klaipedos Nafta u prosincu 2012. godine, pokretač projekta izgradnje UPP terminala, koja je nakon izgradnje postala operator terminala. U jesen 2013. godine većinski vlasnik LITGAS-a postaje kompanija Lietuvos Energija, dok u listopadu 2016. godine Lietuvos Energija otkupljuje i ostale dionice LITGAS-a od Klaipedos Nafta (LIETUVOS ENERGIJA, 2017.).

Nakon skoro godinu dana pregovora, 21. kolovoza 2015. godine, LITGAS je sklopio ugovor s norveškom kompanijom Statoil da će oni biti idućih pet godina opskrbljivač UPP terminala. 23. prosinca 2014. godine Statoil je isporučio prvih 100.000 m³ UPP-a za testiranje terminala, a 1. siječnja 2015. godine započela je službena isporuka UPP-a koja će trajati sve do kraja 2019. godine. Ugovorom je dogovorena količina od 0,54 milijarde m³ plina godišnje, odnosno oko 950.000 m³ UPP-a. To je minimalna količina plina koja je potrebna da se osigura nesmetan rad terminala (LITGAS, 2017.).

Još jedna kompanija u vlasništvu Lietuvos Energije koja blisko surađuje s LITGAS-om je kompanija Lietuvos Dujos Tiekimas (LDT). LDT također je zadužena za trgovanje plinom i pronalaskom novih dobavljača za terminal (LIETUVOS DUJOS TIEKIMAS, 2017.). Prema informacijama Reutersa (2017.), LDT je sklopio ugovor sa SAD-om kao još jednim dobavljačem UPP-a. Isporuka bi trebala krenuti u drugoj polovici 2017. godine.

Potpisivanjem ugovora sa Statoilom Litva si je osigurala i drugi dio puta prema izgradnji terminala i diversifikaciji opskrbe plinom.

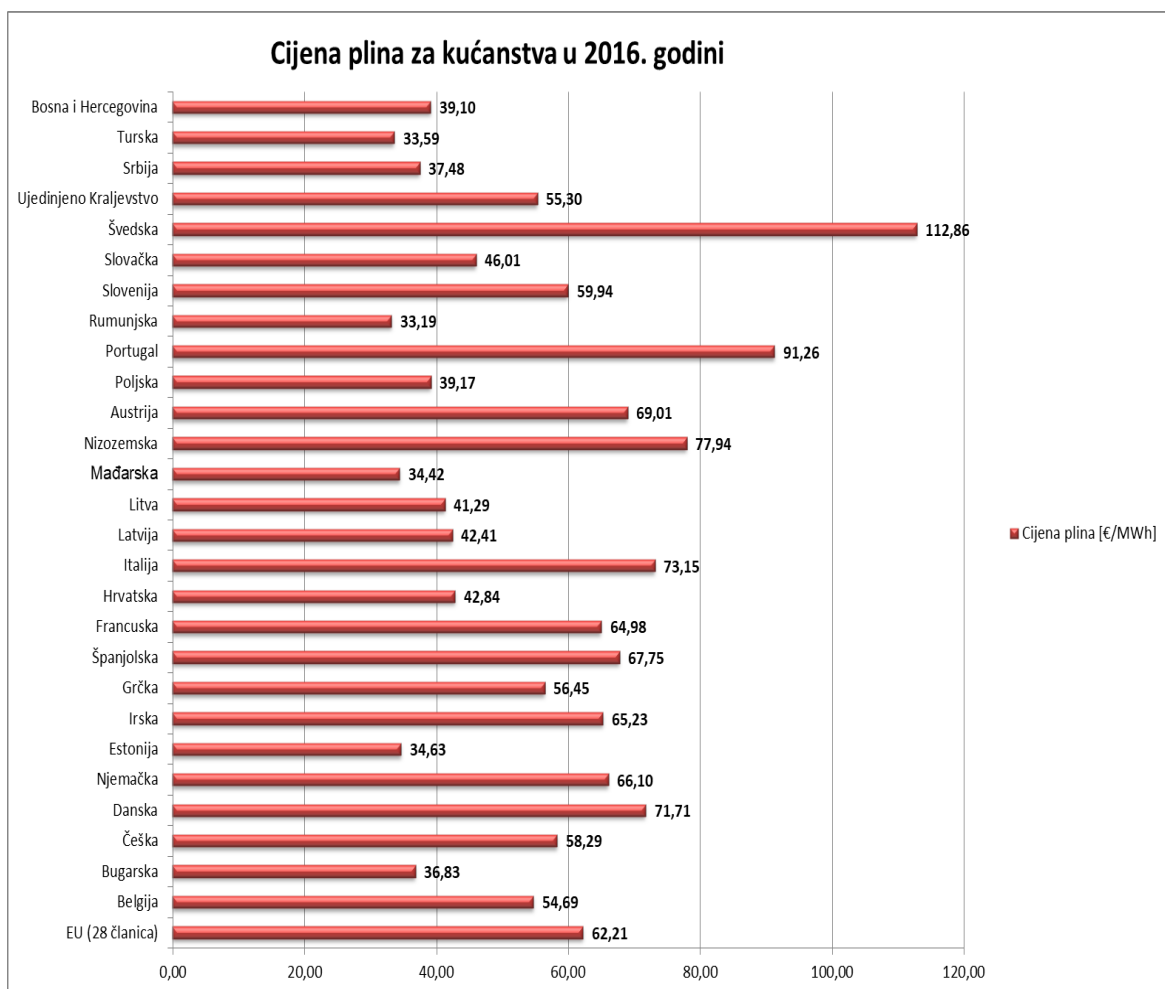
3.3. Cijene plina

Prema podacima Eurostata od 2005. do 2013. godine cijena plina po kojoj je Litva kupovala plin od dobavljača postepeno je rasla osim u 2010. godini kada je pala, a nakon te godine ponovno porasla. U tablici 3-1. prikazane su cijene po kojoj je Litva kupovala plin iskazane za krajnje kupce, odnosno kućanstva, za razdoblje od 2005. do 2016. godine.

Tablica 3-1. Cijene plina za krajnje kupce od 2005.-2016. godine (Eurostat, 2017.)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Litva [€/MWh]	19,48	22,46	25,34	32,94	42,48	37,55	43,45	51,01	60,30	55,95	42,30	41,29

Iz podataka se može vidjeti da je najveća cijena plina po kojoj je Litva kupovala plin od Rusije bila 2013. godine, čak 60,30 €/MWh. U to je vrijeme projekt izgradnje terminala započeo, pa je i Rusija je imala posljednju priliku povećati cijenu koliko je mogla prije nego Litva završi terminal i okrene se drugim dobavljačima plina. Kako je terminal završen tek krajem 2014. godine ta je godina i dalje okarakterizirana visokom cijenom plina. Već 2015. godine može se vidjeti da je cijena drastično pala zbog toga što Rusija više nije mogla monopolistički određivati cijene jer nije bila jedini dobavljač. Statoil je od 2015. počeo s isporukom UPP-a i time je Litva mogla smanjiti količine koje je kupovala od Rusije. Na slici 3-2. prikazane su cijene plina za 2016. godinu za krajnje kupce po kojima neke od država u Europi kupuju plin. Podaci su samo za neke europske države, uglavnom samo one koje uvoze plin.

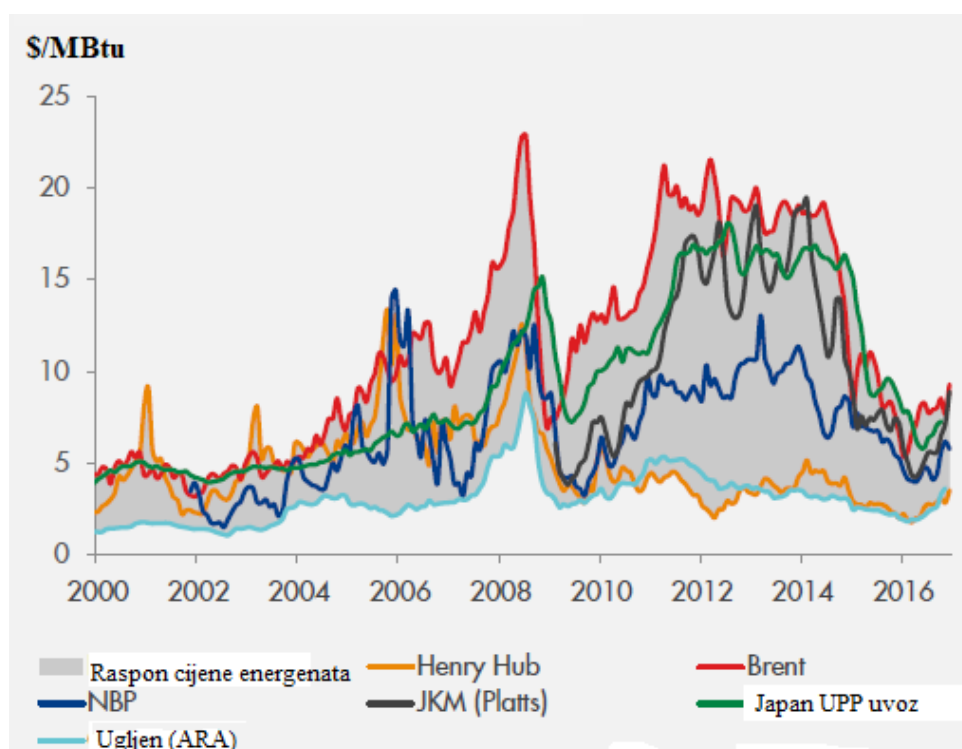


Slika 3-2. Cijene plina za kućanstva u 2016. godini (Eurostat, 2017.)

Nakon što je terminal izgrađen i pušten u pogon moglo se krenuti i s trgovanjem preko terminala. Načini na koje se može trgovati na UPP terminalu u Klaipedi je bilateralno i na

plinskom čvorištu. Vlasnici plina trguju na britanskom plinskom čvorištu National Balancing Point (engl. NBP). Tako su i cijene plina na terminalu usklađene s europskim tržištem plina te pravilima trgovanja na plinskom čvorištu NBP.

Na slici 3-3. prikazane su cijene UPP-a od 2000. do 2016. godine na pojedinim plinskim čvorištima te usporedba cijena s ugljenom koji je jeftiniji od UPP-a, ali prati trend cijene UPP-a. Također, prikazana je i prosječna cijena nafte Brent za usporedbu s cijenom UPP-a. Cijena nafte je uglavnom veća od UPP-a gotovo u cijelom prikazanom razdoblju na svim plinskim čvorištima.



Slika 3-3. Cijene UPP-a, ugljena i nafte Brent u razdoblju od 2000. – 2016. godine na pojedinim plinskim čvorištima (Shell, 2017.)

Najniža cijena UPP-a u 2016. godini je na američkom plinskom čvorištu Henry Hub gdje je cijena gotovo ista kao i cijena ugljena, oko 2 \$/MBtu. Cijena UPP-a na plinskom čvorištu NBP, na kojoj trguje i Litva, viša je od cijene UPP-a na čvorištu Henry Hub, gotovo duplo skuplja, oko 4 \$/MBtu. Daleko najskuplji UPP je na japanskom tržištu koji je najveći svjetski uvoznik UPP-a. Cijena je oko 6 \$/MBtu.

3.4. Financiranje terminala

UPP projekti obično se financiraju preko investitora i kreditiranjem banaka. Da bi banke osigurale tako visoke iznose, zahtijevat će razne informacije o tvrtki koja će biti zadužena za pokretanje projekta. Banka će se informirati o misiji kompanije, o menadžmentu, ekološkoj filozofiji, povijesti, investicijskim strategijama, financijskim informacijama i financijskom poslovanju kao i o strategijama upravljanja rizikom (Dahl, 2008.).

Projekt izgradnje terminala financira se zaduživanjem u Europskoj investicijskoj banci (EIB), zaduživanjem u nacionalnim bankama, uz pomoć Europske komisije i apliciranjem i povlačenjem bespovratnih sredstava iz EU fondova. Također, sami pokretač projekta, kompanija Klaipedos Nafta, financirat će projekt svojim sredstvima (Matulionis, 2014.).

Klaipedos Nafta je kompanija koja je u većinskom vlasništvu države (72,32%), odnosno Ministarstva energije Republike Litve, te manjinski grupacije Achemos Grupe (10,28%). Ostatak kompanije je u vlasništvu nekoliko litavskih kompanija (Klaipedos Nafta, 2017.).

Tvrtka Achemos Grupe osnovana je 2001. godine u svrhu okupljanja nacionalnih kompanija koje se bave poslovnim financiranjem u poljoprivredi, transportu tereta, logistici, energetici, turizmu i mnogim drugim djelatnostima. Grupacija je to od preko 40 kompanija koje posluju u Litvi, Latviji, Estoniji, Poljskoj, Njemačkoj, Francuskoj, Belgiji, Finskoj i Švedskoj (Achemos Grupe, 2017.).

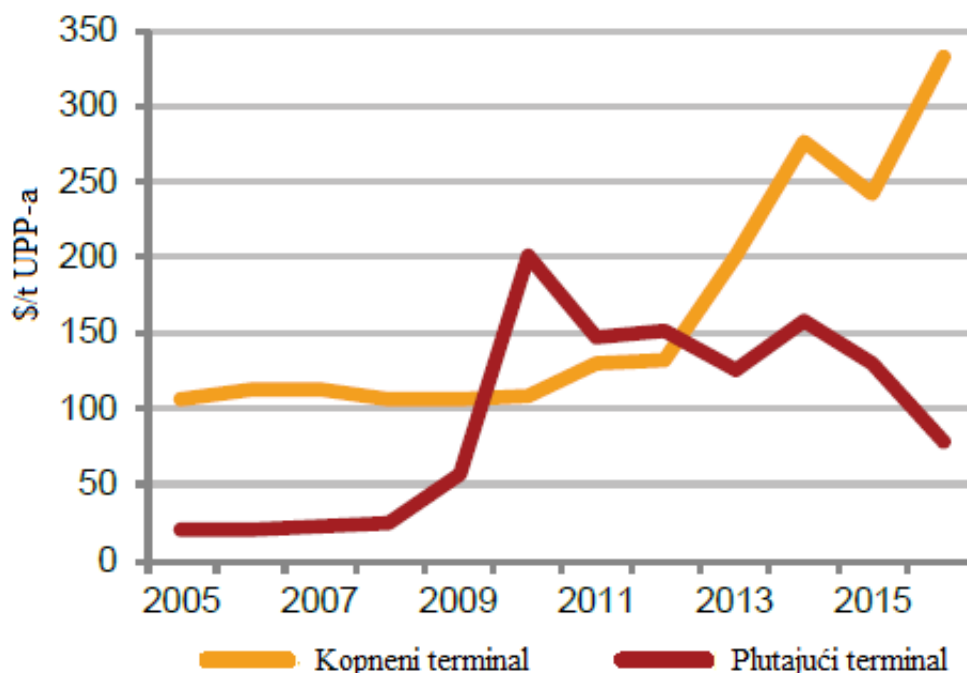
Nakon prikupljenih svih podataka i sredstava moglo se krenuti u izgradnju UPP terminala.

3.5. UPP terminal Litva

Prije samog početka izgradnje treba odlučiti kakav će se terminal izgraditi, hoće li to biti kopneni ili plutajući terminal. Potrebno je usporediti prednosti i mane kopnenog terminala s plutajućim. Kopneni terminal ima veći skladišni prostor dok plutajući terminal može biti smješten dalje od obale i lakše mu se može pristupiti. Kopneni terminal osigurava dugoročnu opskrbu i smješten je permanentno, dok je s druge strane plutajući fleksibilniji, omogućava brzu i laku prenamjenu te nije potrebna luka za smještaj terminala ako područje to ne dopušta. Potrebno vrijeme izgradnje plutajućeg terminala je kraće od kopnenog. Kapitalna ulaganja za plutajući terminal su manja, dok za kopneni terminal manja su operativna ulaganja. Kopneni terminal ima mogućnost proširivanja, a plutajući nema. S druge strane plutajući terminal ima manje administrativnog posla oko prostora lokacije smještaja,

odnosno potrebno je ishoditi manje dozvola prije same izgradnje i puštanja u pogon (IGU, 2017.).

Kapitalni troškovi procesa uplinjavanja na kopnenom i plutajućem terminalu nisu jednaki. Na slici 3-4. prikazano je kretanje ukupnih kapitalnih troškova procesa uplinjavanja UPP-a na kopnenom te na plutajućem terminalu u razdoblju od 2005. do 2016. godine.



Slika 3-4. Ukupni kapitalni troškovi procesa uplinjavanja UPP-a obzirom na početak projekta u razdoblju od 2005. – 2016. godine (IGU, 2017.)

Može se primijetiti da je početak razmatranja projekta izgradnje terminala u Litvi krenuo u pravo vrijeme jer se prema grafu vidi da su kapitalni troškovi procesa uplinjavanja na plutajućim terminalima postali jeftiniji u drugoj polovici 2012. godine te se razlika u troškovima s godinama povećava.

Budući da Litva godišnje troši u prosjeku 3 milijarde m³ plina, izgradnjom terminala godišnje se može obraditi oko 4 milijarde m³ plina, a u cilju joj je što prije diversificirati opskrbu bez prekomjernog zaduživanja, odlučili su se na izgradnju FSRU UPP terminala.

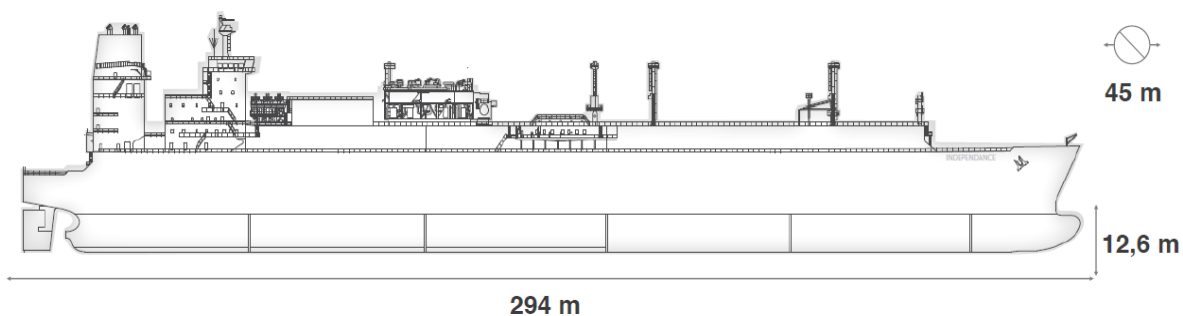
Litva se odlučila na iznajmljivanje FSRU broda na razdoblje od 10 godina s mogućnošću otkupa. Odlučila se na taj potez iz razloga što je direktno kupovanje broda iz brodogradilišta skuplje i za sve kvarove koji se dogode moraju sami plaćati popravak. Litva očekuje da će

poslovati s dobiti te će dio tog profita moći davati za najam broda. Odnosno rasporedili su trošak na 10 godina, a ne sve odjednom (Pavlović et al., 2013.).

Prema podacima Rumunjske asocijacije kompanija za eksploataciju i proizvodnju nafte ROPEPCA (2014.) godišnji troškovi najma broda Litvu koštaju 68,9 milijuna američkih dolara.

FSRU brod Independence je iznajmljen od norveške kompanije Hoegh LNG, a izgradilo ga je brodogradilište Hyundai Hevy Industries u Južnoj Korei. FSRU je izgrađen 2013. godine. Tijekom 2012. godine krenulo se s prikupljanjem svih dozvola koje su bile potrebne da bi se moglo krenuti u izgradnju terminala i pripremu luke. Od početka 2013. godine pa skoro do kraja 2014. godine trajali su radovi u luci Klaipeda. Produbljivala se luka za pristup brodova, izgrađen je gat za prihvat brodova i pretakanje UPP-a. U suradnji s operatorom transportnog sustava Amber Grid izgrađen je plinovod koji vodi od otoka Pig's Back na južnoj strani luke gdje je smješten FSRU pa do kopna i dalje do mjerne stanice koja vodi u transportni sustav (Matulionis, 2014.).

Priključni plinovod dužine je 18 km, a gat za prihvat i pretakanje brodova dužine je 450 m. Brod je dužine 294 m, visine 12,6 m te širine 45 m. Na slici 3-5. prikazane su dimenzije FSRU-a te na slici 3-6. brod Independence (Matulionis, 2014.).



Slika 3-5. Dimenzije FSRU-a (Matulionis, 2014.)



Slika 3-6. FSRU brod Independence (Matulionis, 2014.)

Skladišni prostor za UPP je $170\,000\text{ m}^3$, a maksimalno se obrađuje $428\,398\text{ m}^3/\text{h}$ plina. U 2015. godini terminal još nije bio izgrađen u kapacitetu koji je planiran. Moglo se obrađivati oko 1,4 milijarde m^3 plina. Trenutne mogućnosti terminala su obrada 3,7 milijarde m^3 plina godišnje što je vrlo blizu konačnog cilja, jer je konačni cilj 4 milijarde m^3 plina godišnje (Klaipedos Nafta, 2017.).

Tarife terminala za uplinjavanje za 2017. godinu iznose $0,10\text{ €/MWh}$, a za prekrcaj tijekom cijelog razdoblja u kojem dobavljaju UPP od Statoila, od početka 2015. do kraja 2019. godine iznose $1,14\text{ €/MWh}$. To je samo trošak usluge FSRU-a (Klaipedos Nafta, 2017.).

Ostale naknade tiču se operatora transportnog sustava Amber Grid koji ima svoje tarife. Tarife se dijele ovisno o sklopljenom ugovoru o zakupu kapaciteta transportnog sustava. Ukoliko se radi o kupcu s kojim je sklopljen dugoročni ugovor, s fizičkom isporukom plina, tada cijena na ulazu u transportni sustav iz terminala iznosi $20,03\text{ €/MWh/dan/godinu}$. Cijene na izlaznim točkama iz transportnog sustava variraju ovisno o transportiranim količinama plina i prijedenoj udaljenosti na području Litve. Na izlaznoj točki iz transportnog sustava prema distribucijskoj mreži cijena usluge transporta plina za transportirane količine manje ili jednake $10,4\text{ TWh}$ iznosi $212,01\text{ €/MWh/dan/godinu}$. Za transportirane količine plina veće od $10,4\text{ TWh}$ cijena usluge iznosi $67,81\text{ €/MWh/dan/godinu}$. Osim izlazne točke prema domaćim distributerima postoje još izlazne točke na interkonekcijama s Latvijom i Kalinjingradskom oblasti. Na interkonekciji s Latvijom cijena usluge transporta plina iznosi $36,02\text{ €/MWh/dan/godinu}$, dok na interkonekciji s Kalinjingradskom oblasti cijena iznosi

37,44 €/MWh/dan/godinu. Osim zakupa kapaciteta transportnog sustava na dugoročno, moguće je zakupiti kapacitete kvartalno i mjesečno. Svaki kvartal, odnosno mjesec ima drugačiju cijenu usluge transporta plina (Amber Grid, 2017.).

U 2015. godini, do kraja rujna, bilo je obrađeno 308 531 524 m³ plina pri normalnim uvjetima. Od listopada 2015. do listopada 2016. godine uplinjeno je 12 917 490 261 kWh plina. Od listopada 2016. do listopada 2017. godine uplinjeno je 5 997 643 705 kWh plina. Postotak korištenja kapaciteta u razdoblju od listopada 2016. do listopada 2017. godine je manji za 53,57 % nego u prethodnom razdoblju (Klaipedos Nafta, 2017.).

Usluge koje terminal nudi su usluge istakanja UPP-a s broda za prijevoz UPP-a na FSRU, maksimalno vrijeme istakanja za maksimalnu količinu UPP-a od 9 000 m³/h je 40h. Terminal nudi mogućnost skladištenja UPP-a. Fizičko skladištenja do 2 mjeseca, a virtualno do 12 mjeseci. Naravno tu je i usluga procesa uplinjavanja UPP-a te prekrcaj plina ili u transportni sustav ili prema manjoj varijanti terminala koja može prekrcati plin u cisterne. Ta manja varijanta može zaprimiti 5 000 m³ UPP-a, s mogućnošću proširivanja na 10 000 m³ UPP-a. Svrha manje varijante terminala je zaprimanje manjih brodova, prerada te prekrcavanje u kamione za transport plina.

Izgradnjom terminala Litva si je osigurala tržišne cijene plina, otvorila je jedno novo tržište za baltičke zemlje i Finsku, povezala se s ostatkom Europe plinovodom koji će spajati Litvu i Poljsku. Dobra strana je i to što se luka u Klaipedi ne zaleđuje pa se terminalu može uvijek pristupiti i može biti u pogonu čitavu godinu.

4. UPP TERMINAL U HRVATSKOJ

4.1. Tijek projekta

Ideja o početku izgradnje terminala datira iz 1990. godine pri čemu je projekt predviđao izgradnju kopnenog terminala. Od tada pa sve do 2014. godine bilo je nekoliko bezuspješnih pokušaja pokretanja projekta. Od 2014. do 2016. godine razrađivan je novi projekt izgradnje terminala, tada još uvijek kopnene varijante. Taj projekt imao je veće izgleda za uspješnim provođenjem jer je poduprijet financiranjem Europske unije i uvršten na listu prioriternih projekata (Frančić, 2017.).

Tek 8. lipnja 2016. Vlada Republike Hrvatske donosi odluku da bi trebalo ubrzati izgradnju terminala kako bi se što prije osigurala opskrba plinom, otvorilo novo tržište plinom za južnu i jugoistočnu Europu, ali i ostvarila bolja povezanost Hrvatske s ostatkom Europske unije. Donesena je odluka o izgradnji plutajućeg terminala jer je kapacitet takvog terminala dovoljan za potrebe Hrvatske i kupaca iz regije. Također, vrijeme za izgradnju i implementaciju terminala je puno kraće od kopnenog terminala. Ideja oko kopnenog terminala nije u potpunosti odbačena, ostavljena je mogućnost proširenja terminala i na kopno ako se za to pokaže potreba i ako će investitori biti voljni uložiti u takav prošireni projekt (LNG Hrvatska, 2017.).

Državna kompanija LNG Hrvatska d.o.o. zadužena je za provođenje projekta te će ona kasnije, nakon završetka projekta, biti i operator terminala. LNG Hrvatska prijavila je projekt 8. studenog 2016. godine u program Europske unije CEF Energy 2016-2 (engl. Connecting Europe Facility). Taj program financira projekte od zajedničke koristi za Europsku uniju. Projekt izgradnje terminala na otoku Krku uvršten je na PCI listu Europske unije (engl. Projects of Common Interest – Projekti od zajedničkog interesa). Također, vlada Republike Hrvatske proglasila je projekt strateški važnim. Europska unija uvrstila je projekt u strategiju energetske sigurnosti (Frančić, 2017.). Status projekta od zajedničkog interesa može se dodijeliti projektima koji značajno pridonose diversifikaciji tržišta energije za pojedinu državu, sigurnosti opskrbe i provedbi strateških prioriteta koridora s prekograničnim utjecajem. Takvi projekti imaju veće šanse za dobivanje sredstava od Europske unije (MINGO, 2017.).

LNG Hrvatska je 28. ožujka 2017. godine potpisala ugovor s odabranim kompanijama koje će provoditi implementaciju projekta FSRU UPP terminala. Potrebno je provesti nova

istraživanja, studiju utjecaja na okoliš, ispitivanje tla, projektirati terminal, razraditi projekt izgradnje priključnog plinovoda te ostale potrebne segmente za provedbu projekta.

Kako bi projekt ušao u konačnu fazu, odnosno u izgradnju terminala i potrebne infrastrukture, potrebno je pronaći potencijalne kupce. LNG Hrvatska je u siječnju 2015. godine pokrenula projekt Postupka zakupa kapaciteta (engl. Open season). Svrha Postupka zakupa kapaciteta je otvoriti nadmetanje za zakup kapaciteta terminala kako sam naziv i govori te otkriti tko je zainteresiran za trgovanje preko terminala na Krku. Procedura postupka zakupa kapaciteta razdvojena je u dva dijela. U prvom dijelu kupci zakupljuju kapacitete terminala neobvezujući se na stvarno zakupljivanje. Nakon završetka neobvezujućih ponuda, LNG Hrvatska na temelju pridošlih ponuda i stvarnih kapaciteta terminala daje ponudu raspodjele kapaciteta. Ako kupac bude zadovoljan ponudom LNG Hrvatske onda može krenuti u drugi dio postupka zakupa kapaciteta gdje kupci daju obvezujuće ponude. Nakon što ponuda bude prihvaćena LNG Hrvatska potpisuje s kupcem dugoročni ugovor gdje se zakupljuju kapaciteti terminala koji su prethodno raspodijeljeni (LNG Hrvatska, 2017.).

Kako je postupak zakupa kapaciteta krenuo u 2015. godini, a tada je bio u planu još kopneni terminal, sve što se do tada dogovorilo više nije vrijedilo nakon što je u 2016. godini projekt izmijenjen i krenulo se s projektom plutajućeg terminala za uplinjavanje i skladištenje. Kapaciteti plutajućeg terminala su manji od onih kopnenog terminala. Nadmetanja su morala krenuti ispočetka. Sredinom 2016. godine LNG Hrvatska započinje s kompanijom Plinacro d.o.o., koja je operator transportnog sustava u Hrvatskoj, te s Hrvatskom energetsom regulatornom agencijom (HERA) raditi na dijelu Postupka zakupa kapaciteta kada kupci daju obvezujuće ponude. Pokrenute su konzultacije s potencijalnim kupcima prije konačnih ponuda. Završetak postupka zakupa kapaciteta očekuje se u prvom kvartalu 2018. godine kada će se potpisati sporazum o korištenju terminala, odnosno donijeti odluka o konačnom financiranju projekta.

U kolovozu 2017. godine LNG Hrvatska odabire tvrtku Geokon-Zagreb d.d. da provede istraživanje podmorskog tla u uvali Sepen, u Omišlju na otoku Krku, gdje će biti smješten terminal. Istraživanje se provodilo od 16. kolovoza do 25. rujna 2017. godine (LNG Hrvatska, 2017.).

U rujnu 2017. godine raspisan je natječaj za nabavu plutajuće jedinice za prihvata, skladištenje i uplinjavanje (FSRU brod). Natječaj uključuje isporuku FSRU broda uz

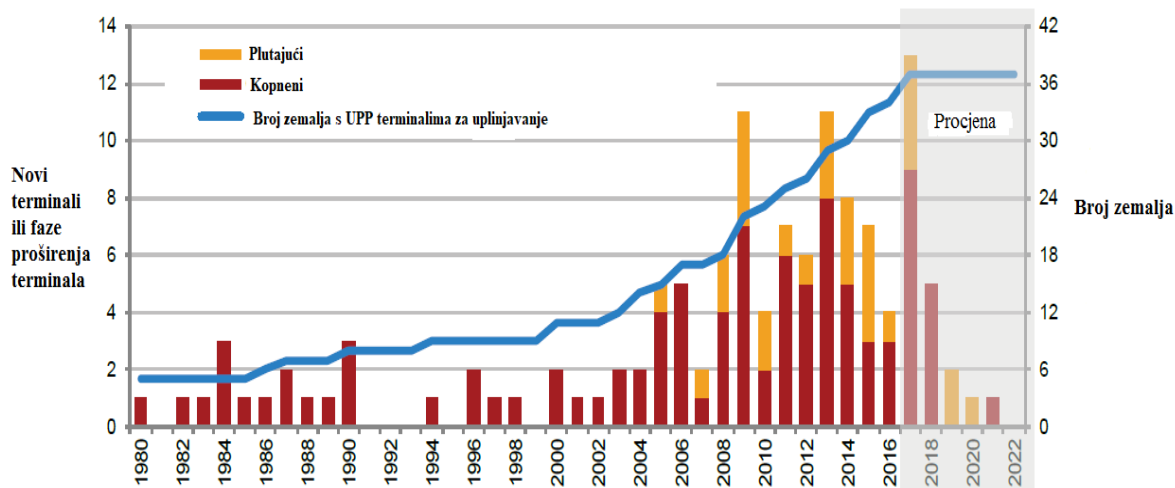
pružanje usluge upravljanja i održavanja FSRU-a. Također, raspisan je i natječaj za izvođače radova. Traže se gospodarski subjekti koji bi pružili usluge projektiranja i izgradnje pristana, priključnog plinovoda i visokotlačnih instalacija s uključivo čistačkom stanicom, vodovodom i odvodnjom te pomoćnih postrojenja i objekata.

4.2. Odabir plutajuće jedinice za uplinjavanje

Kao što je ranije spomenuto u rujnu 2017. godine LNG Hrvatska raspisala je natječaj za nabavu FSRU-a. Koji FSRU-u će se odabrati, s kojim specifikacijama, uvelike ovisi o mogućnostima transportnog sustava koji je trenutno izgrađen te što se u budućnosti planira napraviti u smislu povećanja mogućnosti transportnog sustava.

U počecima korištenja FSRU brodova mogućnosti uplinjavanja bile su od 1,7 do 3,4 milijuna tona godišnje. Razvojem tržišta i sve većom potražnjom za UPP-om mogućnosti uplinjavanja su porasle. Trenutno se grade FSRU brodovi koji mogu godišnje upliniti 5 do 6 milijuna tona UPP-a (Songhurst, 2017.).

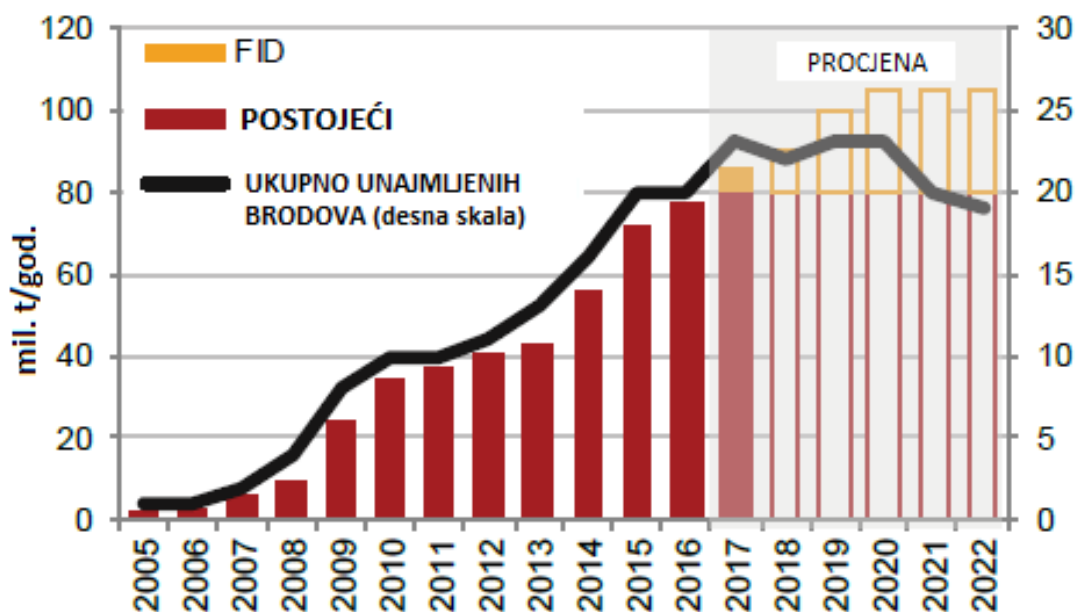
Na slici 4-1. prikazan je razvoj terminala za uplinjavanje UPP-a.



Slika 4-1. Razvoj UPP terminala za uplinjavanje u razdoblju od 1980. – 2022. godine (IGU, 2017.)

Na slici se vidi da je od 2005. godine krenuo razvoj plutajućih terminala. Taj se broj brzo povećao zbog prednosti takvih terminala nad kopnenim.

Ukupni kapaciteti svih plutajućih terminala za razdoblje od 2005. do 2016. godine te procjena ukupnih kapaciteta od 2017. do 2022. godine na temelju naručenih plutajućih terminala prikazani su na slici 4-2. Također, prikazan je i ukupan broj plutajućih terminala od 2005. do 2016. godine.



*FID = konačna investicijska odluka (od engl. *Final investment decision*)

Slika 4-2. Ukupni kapaciteti i ukupan broj plutajućih terminala u razdoblju od 2005. – 2022. godine (IGU, 2017.)

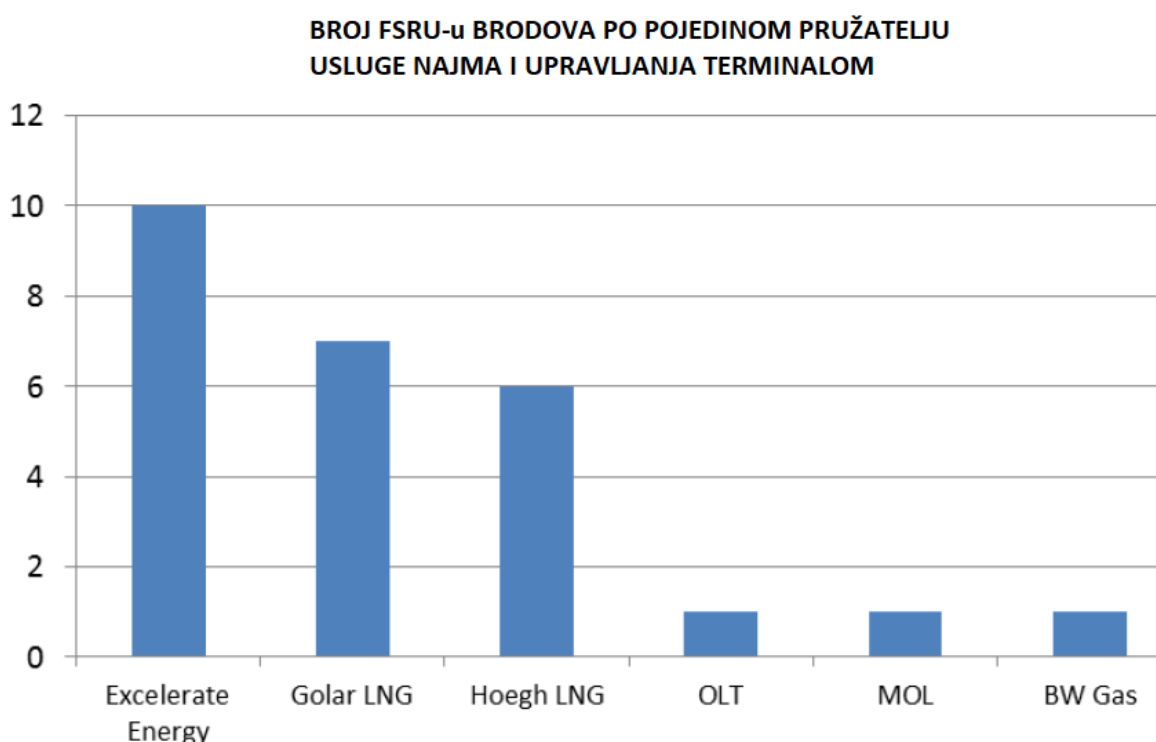
Iz slike 4-2. može se vidjeti da ukupni kapaciteti, kao i ukupan broj plutajućih terminala iz godine u godinu raste. Nakon 2020. godine procjenjuje se stagnacija kapaciteta, odnosno pad broja plutajućih terminala. To proizlazi iz podataka po kojima će se naručeni terminali uglavnom isporučiti do 2020. godine te za dalje nema novih narudžbi, što ne znači da u međuvremenu ne može biti promjena. Što se tiče broja plutajućih terminala, neki terminali su u najmu i tada im ističe ugovor o najmu. Također, to ne znači da se ti ugovori neće produžiti.

Skladišni prostori terminala kreću se od 125 000 m³ do otprilike 170 000 m³ zapremine. Jedini terminal koji iskače iz tih okvira je terminal u Urugvaju koji ima skladišni prostor zapremine 263 000 m³. FSRU brodovi najčešće su preinačeni brodovi kojima se transportirao UPP. Moguće je naručiti i novi FSRU brod u brodogradilištu, ali to je skuplja

varijanta. Najčešće se naručuju brodovi skladišnog prostora od 170 000 m³ (Songhurst, 2017.).

Najveće kompanije koje posjeduju FSRU brodove i prodaju ih ili daju u najam su američka kompanija Excelerate Energy te norveške kompanije Golar LNG i Höegh LNG. Relativno nove kompanije koje su izašle na tržište s uslugom upravljanja operacijama terminala i koje ih daju u najam su norveška kompanija BW Gas i japanska kompanija Mitsui O.S.K. Lines (MOL).

Na slici 4-3. prikazana je flota FSRU brodova po pojedinom pružatelju usluga najma terminala.



Slika 4-3. Broj FSRU-u brodova po pojedinom pružatelju usluge najma terminala (Songhurst, 2017.)

Excelerate Energy u posjedu ima 10 FSRU brodova, Golar LNG ih ima 7, Höegh LNG 6, dok preostale manje kompanije ih imaju po 1.

Najveća brodogradilišta gdje se izrađuju FSRU-u brodovi su južnokorejska: Hyundai, Samsung i DSME. Upravo je tu najveći broj FSRU brodova trenutno u izgradnji. Na tablici 4-1. prikazani su FSRU brodovi koji su trenutno u izgradnji.

Tablica 4-1. FSRU brodovi trenutno u izgradnji (Songhurst, 2017.)

Brodogradilište	Vlasnik	Naziv broda	Kupac	Kapacitet m ³	mmscfd	Sm ³ /h	mtpa	Završetak izgradnje
Hyundai	Gazprom	Marshal Vaslevskiy	Kaliningrad FSRU	174.100	600	706.302,0	5,0	2017
Hyundai	Hoegh LNG	FSRU#7	Tema	170.000	750	882.877,5	6,2	2017
Samsung	Golar LNG	FSRU#8 Nanook	Brazil	170.000	440	517.954,8	3,7	2017
Wison	EXMAR	FSRU Barge #1	Nije objavljeno	26.230	600	706.302,0	5,0	2017
Hyundai	Hoegh LNG	FSRU#8	Nije objavljeno	170.000	750	882.877,5	6,2	2018
Hyundai	Hoegh LNG	FSRU#9	Port Qasim	170.000	750	882.877,5	6,2	2018
DSME	BW Offshore	FSRU#3	Nije objavljeno	173.000	n/a	n/a	n/a	2019
Samsung	Hoegh LNG	FSRU#10	Nije objavljeno	170.000	750	882.877,5	6,2	2019
Samsung	BW Offshore	Integrity	Port Qasim	173.400	750	882.877,5	6,2	2019
DSME	Maran Gas Maritime	FSRU#10	Nije objavljeno	173.000	n/a	n/a	n/a	2020

Svi FSRU-u brodovi koji su u izgradnji biti će dovršeni između 2017. i 2020. godine.

Koji FSRU brod će biti smješten u Omišlju na otoku Krku biti će odlučeno nakon razmatranja svih pridošlih ponuda koje su morale biti predane do 29.09.2017. godine.

Odluka uvelike ovisi i o mogućnostima Plinacrovog transportnog sustava. Kada se izgradi terminal i priključni plinovod moći će se transportirati do 2,5 milijarde m³ plina godišnje. Kada će LNG Hrvatska raspoređivati kapacitete terminala morat će se ograničiti na godišnje zakupe kapaciteta ovisno o evakuacijskom plinovodu (Plinacro, 2017.a).

Do kraja 2019. godine Plinacro planira izgraditi kompresorsku stanicu KS-1 koja se mora izgraditi kako bi se ispunila Direktiva EU 994/2010. Direktiva se odnosi na sigurnost opskrbe plinom. Njome se operatorima plinskih transportnih sustava u susjednim državama članicama Europske unije propisuje obveza prilagodbe transportnih sustava u svrhu omogućavanja fizičkog dvosmjernog protoka plina i osiguranja neprekidnog kapaciteta na interkonekcijama između država članica Europske unije. Izgradnjom kompresorske stanice predviđeno je povezivanje 50-barskog i 75-barskog podsustava tako da se omogući komprimiranje plina iz 50-barskog u 75-barski podsustav, čime će se povećati fleksibilnost upravljanja kapacitetom transportnog sustava. Kompresorska stanica treba omogućiti pouzdanu opskrbu plinom i višu razinu tlaka isporuke plina postojećim i budućim krajnjim kupcima plina. Kompresorska stanica omogućiti će postizanje potrebnih hidrauličkih uvjeta koji će omogućiti povećanje kapaciteta postojećeg transportnog sustava. Na taj će se način osigurati pouzdana opskrba plinom potrošača u Republici Hrvatskoj u slučaju realizacije

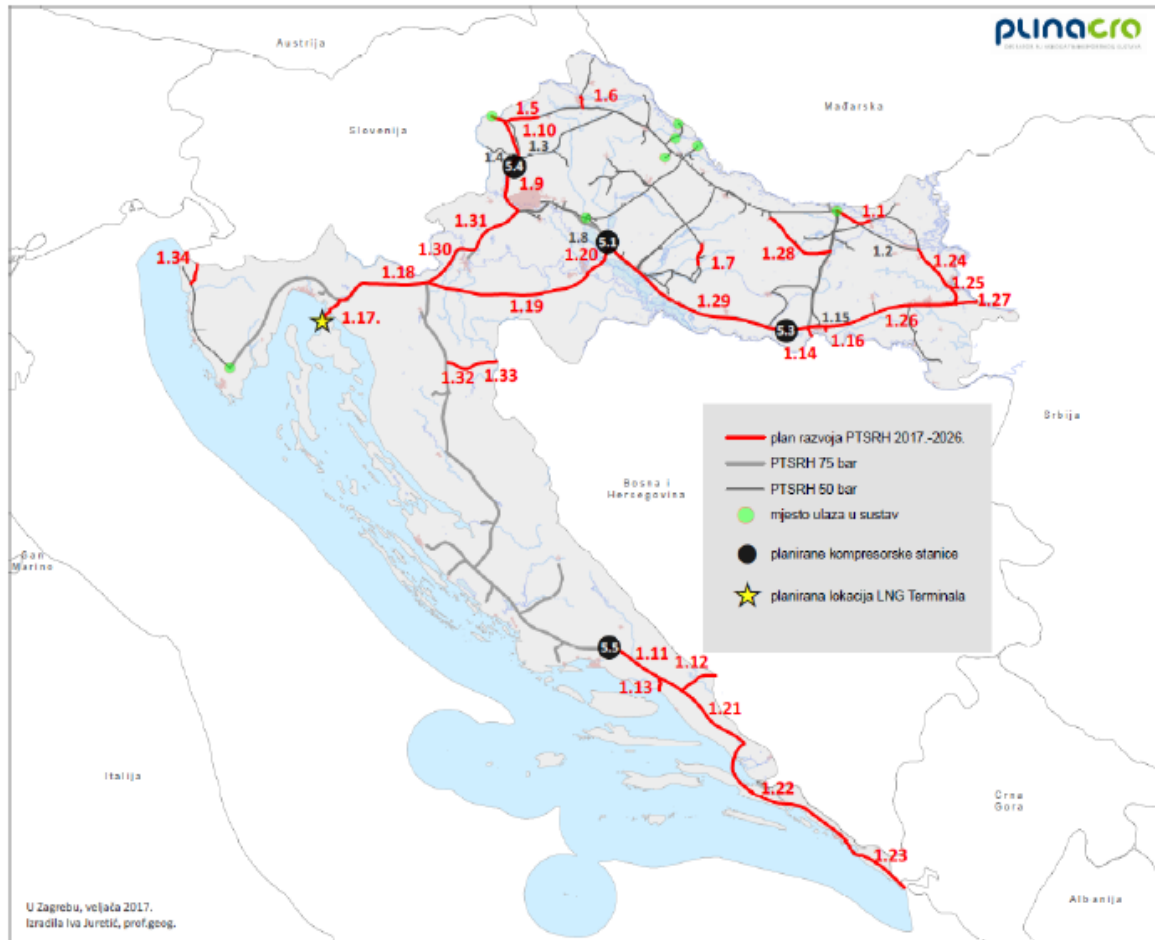
nekog od planiranih dobavnih projekata (UPP terminal na otoku Krku, IAP) ili izgradnje novih skladišnih kapaciteta, ali i omogućiti transport značajnih količina plina za susjedne zemlje (uz uvjet izgradnje potrebnih interkonekcija) (Plinacro, 2017.a).

Planirane mogućnosti transportnog sustava za zahtjeve UPP terminala u razdoblju od 2019. do 2026. godine prikazane su na tablici 4-2.

Tablica 4-2. Mogućnost transporta plina za početnu FSRU opciju UPP terminala za razdoblje od 2019. – 2026. godine (Plinacro, 2017.a)

Mjerna jedinica	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
m ³ /h	-	-	250.000	250.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
x10 ⁹ m ³	-	-	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
TWh	-	-	19,22	19,22	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03

U svrhu povećanja kapaciteta i mogućnosti transportnog sustava, u svrhu otvaranja novih pravaca prema kome se može transportirati plin, Plinacro u idućih deset godina planira raditi na rekonstrukcijama plinovoda, izgraditi još 3 kompresorske stanice tako da ih ukupno ima 4 za što nesmetaniji transport plina po cijeloj Hrvatskoj i do interkonekcija gdje se plin predaje susjednim zemljama i njihovim transportnim sustavima. Otvaranje novih interkonekcija sa Srbijom te Bosnom i Hercegovinom. Izgradnja plinovoda do samoga juga Hrvatske i spajanje na IAP (engl. Ionian Adriatic Pipeline = Jonsko Jadranski plinovod) i dalje do TAP-a (engl. Trans Adriatic Pipeline = Trans Jadranski plinovod) nakon što se ti projekti ostvare. (Plinacro, 2017.a) Izgled transportnog sustava u 2026. godini, što Plinacro planira izgraditi tijekom idućih deset godina, prikazan je na slici 4-4.



Slika 4-4. Desetogodišnji plan razvoja transportnog sustava tvrtke Plinacro (Plinacro, 2017.a)

Prema (Frančić, 2017.) smatra se da će se u budućnosti nakon izgradnje svih planiranih plinovoda i kompresorskih stanica godišnje moći transportirati oko 7 milijardi m³ plina.

4.3. Financiranje projekta

LNG Hrvatska d.o.o. je kompanija koja je trenutno u 100 postotnom državnom vlasništvu, odnosno u vlasništvu dviju državnih tvrtki. To su Plinacro d.o.o. i HEP d.d. i to u omjeru 50% - 50%. Nakon što se pronađu investitori koji će financirati projekt izgradnje UPP terminala u vlasništvu Republike Hrvatske ostati će samo 25%, dok će ostalih 75% pripasti investorima. Upravo pomoću investitora i resursima tvrtki Plinacro d.o.o. i HEP d.d. financirati će se projekt UPP terminala, ali ne u potpunosti. Kao što je prije spomenuto, LNG Hrvatska podnijela je 08.11.2016. zahtjev na natječaj CEF-Energy-2016-2 za dodjelu bespovratnih sredstava putem kojeg je zatraženo sufinanciranje studija i radova za implementaciju plutajućeg UPP terminala. Koordinacijski odbor CEF-a 17.02.2017. dao je pozitivno mišljenje o daljnjem sufinanciranju projekta izgradnje UPP terminala na otoku Krku. Odobreno je sufinanciranje studija u iznosu od 747 000,00 € (50% od ukupnih troškova) i radova u iznosu od 101 400 000,00 € (27,92% od ukupnih troškova), što čini ukupni iznos od 102 147 000,00 € odobrenih sredstava. Na zasjedanju Vijeća ministara energetike 18.12.2017. godine potpisan je sporazum o dodjeli prethodno odobrenih bespovratnih sredstava (LNG Hrvatska, 2017.).

Ukupni troškovi projekta iznose 363 180 516 € (Europska komisija, 2017.). Preostali iznos za financiranje projekta tvrtke Plinacro d.o.o. i HEP d.d. kao vlasnici tvrtke LNG Hrvatska d.o.o. pokrit će uzimanjem zajmova većinom u nacionalnim bankama te moguće u Europskoj investicijskoj banci.

4.4. Potencijalna tržišta

Prema dosadašnjem istraživanju LNG Hrvatske potencijalna tržišta su u najvećoj mjeri Mađarska, zatim Bosna i Hercegovina, Srbija i Slovenija. Također, tu se spominje još Češka, Austrija te Slovačka, ali to su manje vjerojatna tržišta koja bi trgovala preko UPP terminala na Krku, iako su veliki potrošači plina (Frančić, 2017.).

Mađarska je najveći potrošač prirodnog plina u našoj regiji. Potrošnja plina od 2006. do 2014. godine značajno je pala, ali nakon 2014. godišnja potrošnja postepeno raste i u 2016. godini zabilježena je godišnja potrošnja od 99,44 TWh. Na slici 4-5. prikazano je kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina u Mađarskoj.



Slika 4-5. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina Mađarske (Eurostat, 2017.)

Mađarska 25% svojih potreba za plinom nadomješta iz vlastite proizvodnje, a 75% uvozom iz Rusije (Földgaz kereskedő, 2017.). Mađarska kupuje plin po najnižoj cijeni u regiji. Razlog tome je čisto političke naravi. Mađarski predsjednik zbog prijateljskih odnosa s Rusijom 2014. godine kritizira sankcije Europske unije prema Rusiji zbog odnosa s Ukrajinom i odlučuje prekinuti dobavu plina Ukrajini. Naime, nakon što je Rusija prekinula dobavu plina prema Ukrajini, Ukrajina je svoje zalihe plina dobavljala iz Poljske, Slovačke i Mađarske. Mađarska je svojim postupkom okrenula leđa Europskoj uniji i približila se Rusiji. Zbog tog poteza Rusija je odlučila drastično sniziti cijenu plina Mađarskoj (EnergySCEE, 2015.). Cijena od 56,05 €/MWh u 2011. godini je snižena na svega 34,42 €/MWh u 2016. godini. Na slici 4-6. prikazano je kretanje cijena plina po kojoj Mađarska uvozi plin, izražena u cijeni za krajnje kupce, odnosno kućanstva.



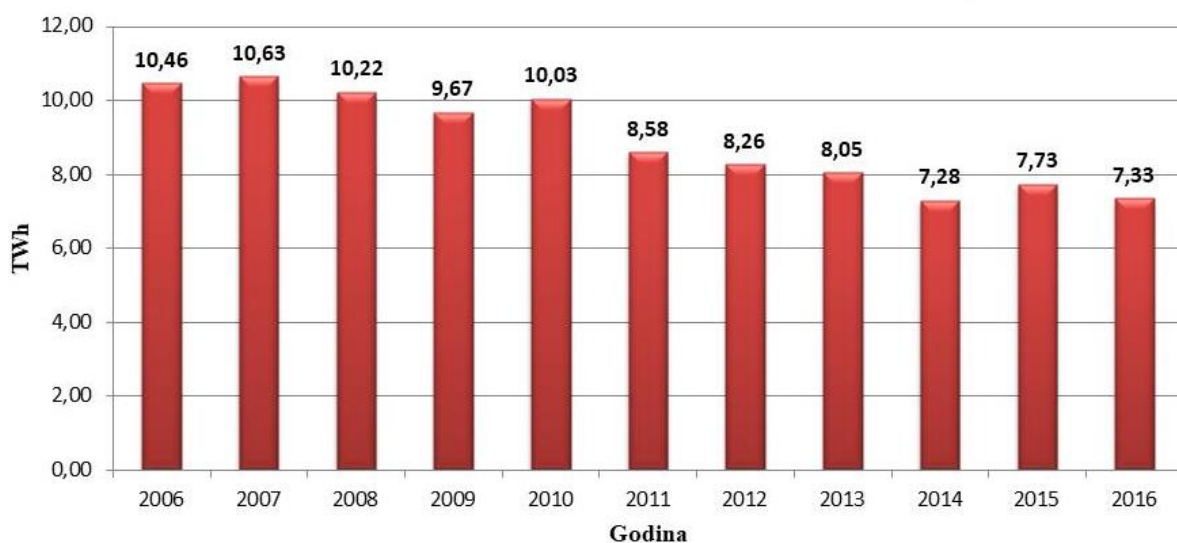
Slika 4-6. Kretanje cijene uvoznog plina za Mađarsku (Eurostat, 2017.)

Unatoč tome što Mađarska kupuje plin po najnižoj cijeni od zemalja u regiji, Mađarska je najizgledniji i najveći potencijalni kupac na UPP terminalu na Krku (Frančić, 2017.).

Nakon Mađarske idući mogući kupac na terminalu je Slovenija. Transportni sustav Hrvatske je već interkonekcijski povezan sa Slovenijom, a u budućnosti će se te veze samo poboljšati. Godišnja potrošnja plina u Sloveniji nisu velika, u prosjeku 8 TWh. Od 2006. pa do 2016. godine potrošnja plina se smanjila, okvirno s 10 TWh na 7,33 TWh. Slovenija također uvozi plin jer je domaća proizvodnja neznatna. Slovenija ne ovisi samo o ruskom plinu već ga dobavlja i od susjednih država, Austrije i Italije, ali i iz Alžira (Geoplin, 2017.).

Godišnja potrošnja plina od 2006. do 2016. godine prikazana je na slici 4-7.

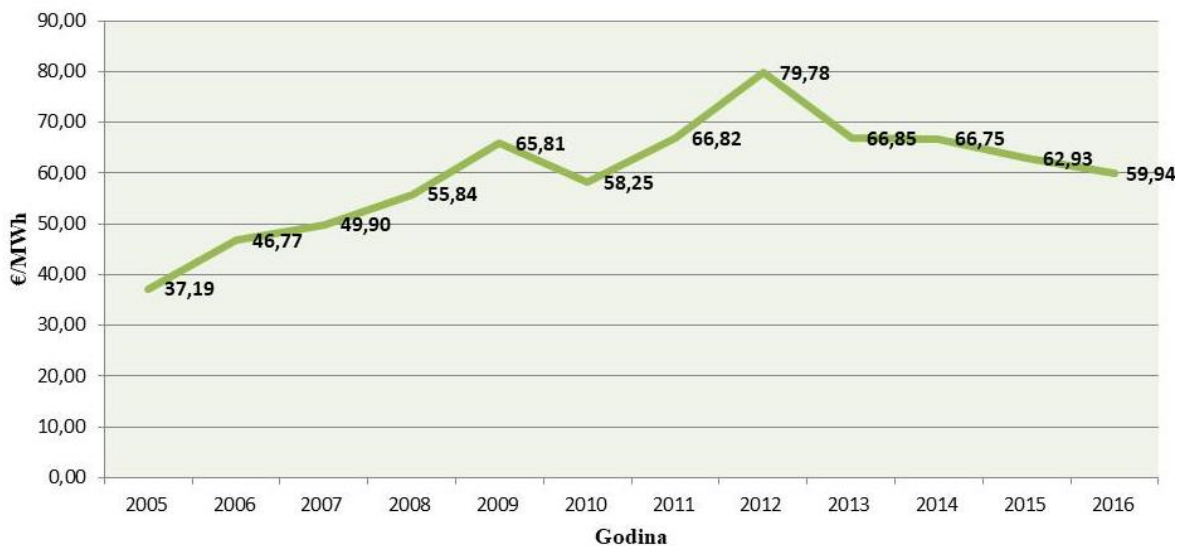
GODIŠNJA POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA - Slovenija



Slika 4-7. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina u Sloveniji (Eurostat, 2017.)

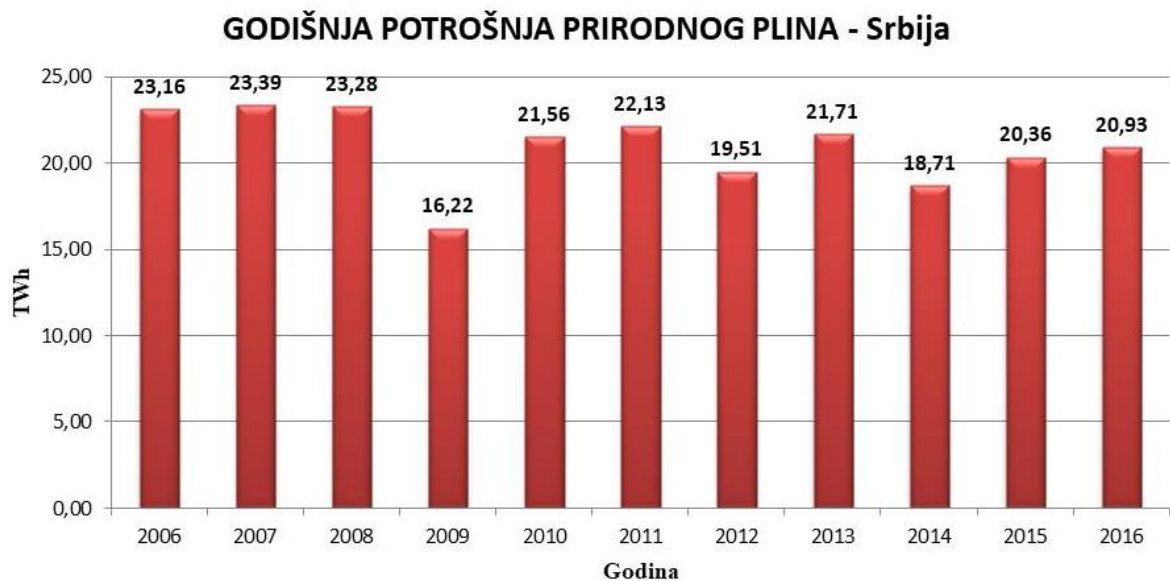
Slovenija uvozi najskuplji plin u usporedbi s ostalim zemljama jugoistočne Europe. Vrhunac je bio 2012. godine kada su kupovali plin po cijeni od gotovo 80 €/MWh. U 2016. godini cijena plina je 59,94 €/MWh. Kretanje cijene uvoznog plina za Sloveniju u razdoblju od 2005. do 2016. godine prikazano je na slici 4-8.

CIJENA UVOZNOG PLINA ZA KUĆANSTVA - Slovenija



Slika 4-8. Kretanje cijene uvoznog plina za Sloveniju (Eurostat, 2017.)

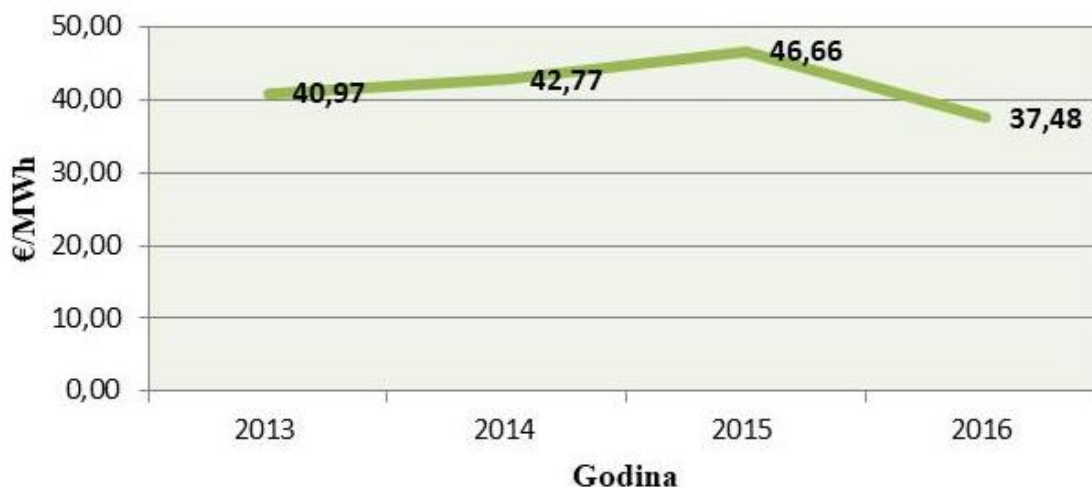
Još jedno potencijalno tržište za plin s terminala je Srbija, ali tek nakon što se transportni sustav izgradi do kraja i nakon što se napravi interkonekcija sa Srbijom. U desetogodišnjem planu tvrtke Plinacro uključena je izgradnja interkonekcije sa Srbijom pa nakon povezivanja nije isključeno da i oni krenu trgovati preko UPP terminala. Godišnja potrošnja plina u Srbiji je okvirno 20 TWh i to zadnjih šest godina. Prikaz kretanja godišnje potrošnje plina u Srbiji prikazan je na slici 4-9.



Slika 4-9. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina Srbije (Eurostat, 2017.)

Što se tiče cijene uvoznog plina, na stranicama Eurostata dostupni su podaci od 2013. do 2016. godine. Iz domaće proizvodnje Srbija zadovoljava 19% svojih potreba za prirodnim plinom, ostalo nadomješta uvozom (ICLG, 2017.). Srbija je politički bliska s Rusijom i Mađarskom pa preko tih država i dobavlja plin. Zbog dobrih odnosa s tim državama cijena uvoznog plina u Srbiji je slična Mađarskim, nešto malo više. Cijena uvoznog plina u 2016. godini iznosi 37,48 €/MWh što je za oko 3 €/MWh skuplje od Mađarske, a usporedno s ostalim cijenama u regiji odmah iza Mađaraskе, ostale zemlje kupuju plin po višim cijenama. Na slici 4-10. prikazano je kretanje cijena uvoznog plina za Srbiju.

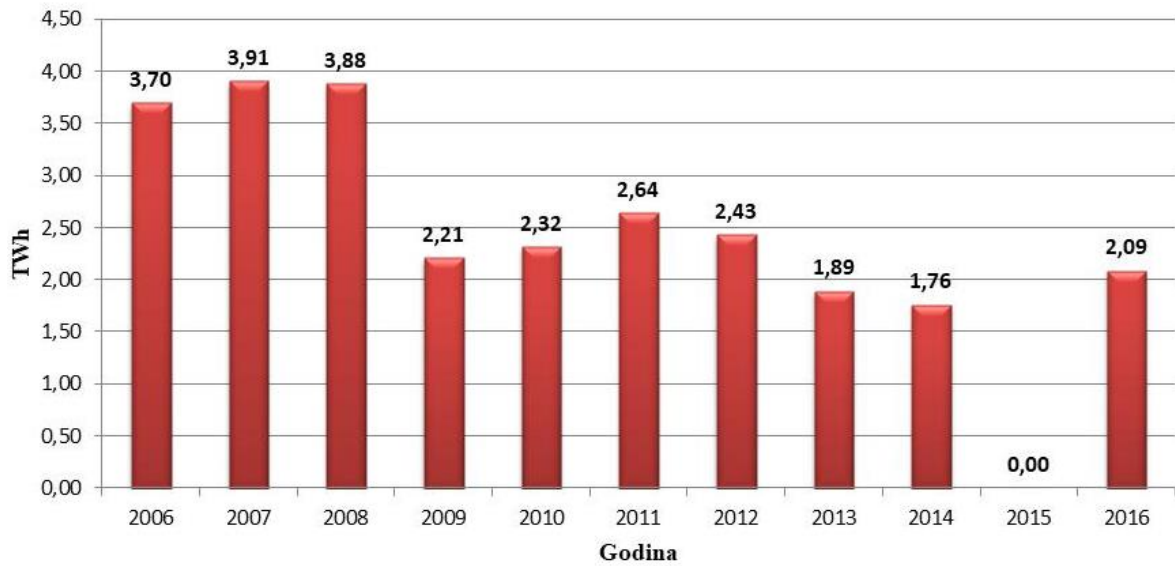
CIJENA UVOZNOG PLINA ZA KUĆANSTVA - Srbija



Slika 4-10. Kretanje cijene uvoznog plina za Srbiju (Eurostat, 2017.)

Posljednji potencijalni kupac je Bosna i Hercegovina jer tvrtka Plinacro planira izgraditi interkonekciju i s Bosnom i Hercegovinom. Bosna i Hercegovina je daleko najmanji potrošač plina pa nisu velike šanse za trgovanjem preko terminala, ali postoji mogućnost jer i oni dobavljaju plin iz Rusije i to preko Mađarske i Srbije tako da dok plin dođe do Bosne i Hercegovine oni ga plaćaju po višoj cijeni od prethodnih zemalja. Godišnja potrošnja prirodnog plina u Bosni i Hercegovini od 2006. do 2008. godine je prosječno bila 3,80 TWh, dok se od 2009. pa do 2016. godine potrošnja smanjuje na prosječnih 2 TWh. Podaci za 2015. godinu nisu bili dostupni Eurostatu. Kretanje godišnje potrošnje prirodnog plina Bosne i Hercegovine prikazano je na slici 4-11.

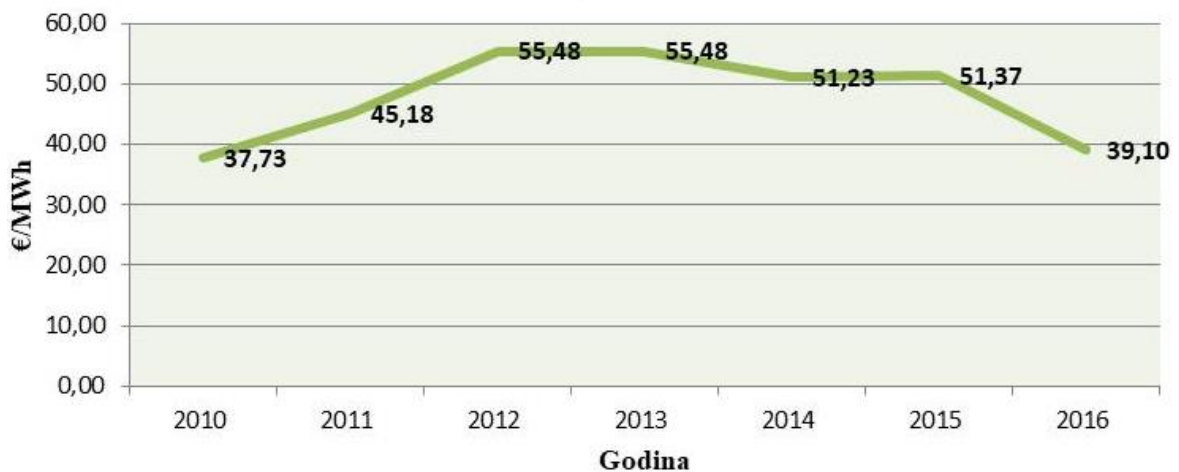
GODIŠNJA POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA - BiH



Slika 4-11. Kretanje godišnje potrošnje plina BiH (Eurostat, 2017.)

Podaci za cijenu uvoznog plina dostupni su za razdoblje od 2010. do 2016. godine. Na početku i na kraju tog razdoblja cijena je bila slična, dok je u tom razdoblju Bosna i Hercegovina plaćala plin po vrlo visokoj cijeni. Cijena plina od 2011. do 2015. godine bila je u prosjeku 53 €/MWh, dok se u 2016. godini spustila na prihvatljivijih 39,10 €/MWh. Iako dobavljaju plin od početka iz Rusije, zbog dogovora s Mađarskom oko opskrbe plinom tek im je u 2016. godini cijena po kojoj kupuju plin snižena. Na slici 4-12 prikazano je kretanje cijene uvoznog plina za Bosnu i Hercegovinu.

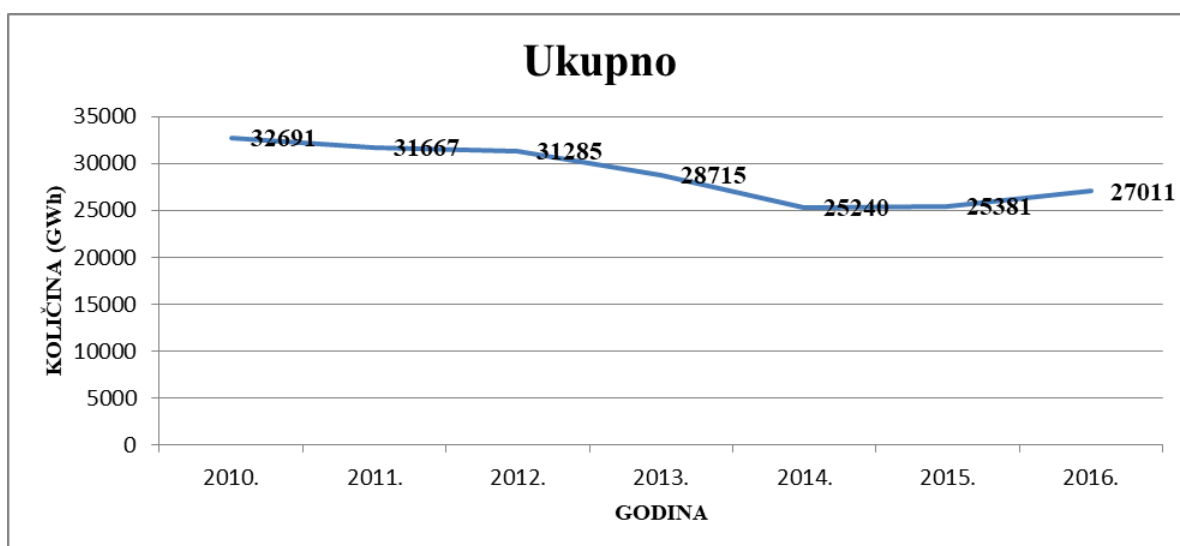
CIJENA UVOZNOG PLINA ZA KUĆANSTVA - Bosna i Hercegovina



Slika 4-12. Kretanje cijene uvoznog plina za BiH (Eurostat, 2017.)

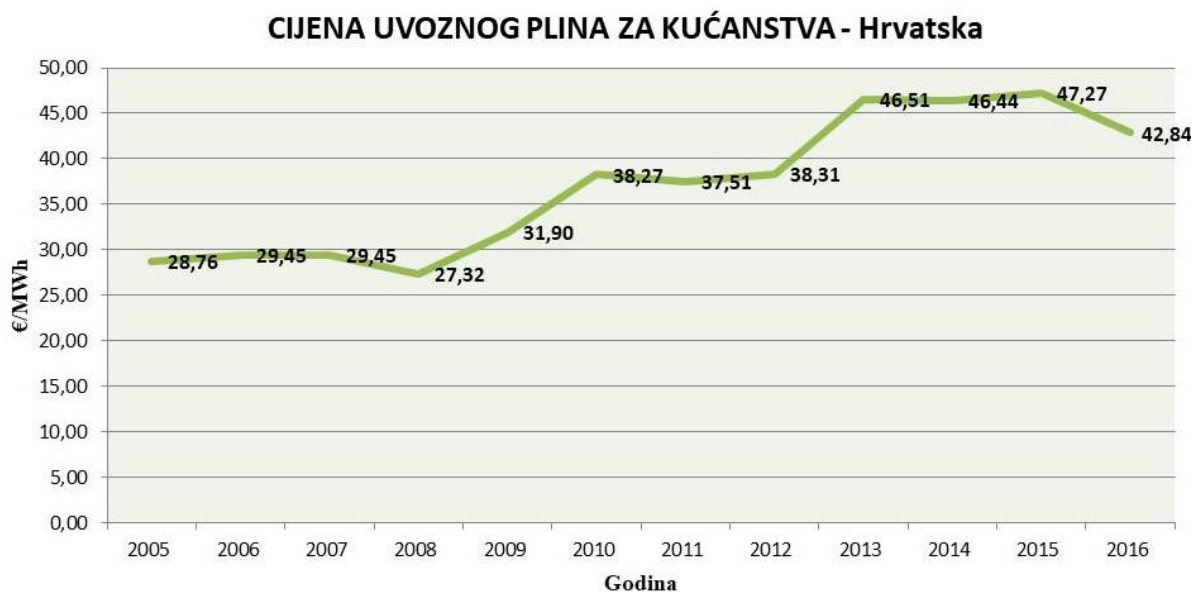
Uz nabrojane potencijalne kupce preko terminala plin će kupovati i Hrvatska. Iz LNG Hrvatske smatraju da će upravo Republika Hrvatska i Mađarska biti najveći kupci plina preko UPP terminala. Od 2010. do 2014. godine potrošnja plina je pala s 32,69 TWh na 25,24 TWh. Od 2015. godine potrošnja je krenula postepeno rasti te je u 2016. godini, prema podacima tvrtke Plinacro, ukupno transportirano 27,01 TWh plina. (Plinacro, 2017.b) Uspoređujući godišnje potrošnje s ostalim potencijalnim kupcima, Hrvatska je odmah iza Mađarske koja ima najveću godišnju potrošnju. Na slici 4-13 prikazano je kretanje godišnje potrošnje plina u Hrvatskoj.

GWh	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
IMRS	28628	28589	27038	25902	22381	22992	24381
PSP Okoli	4063	3078	4247	2813	2859	2389	2630
Ukupno	32691	31667	31285	28715	25240	25381	27011



Slika 4-13. Kretanje godišnje potrošnje plina Hrvatske u GWh (Marković, 2017.)

Cijena uvoznog plina za krajnje kupce u Hrvatskoj je prilično visoka. U 2016. godini jedino je Slovenija uvozila plin po većoj cijeni od Hrvatske, uspoređujući cijene s prethodno nabrojanim potencijalnim kupcima. Od 2005. do 2008. godine cijena plina bila je oko 29 €/MWh. U 2008. godini cijena plina je bila 27,32 €/MWh te je rasla sve do 2013. godine kada je dosegla cijenu od 46,51 €/MWh. S povećanjem cijene plina smanjivali su se zakupljeni kapaciteti transportnog sustava. U 2016. godini cijena plina iznosila je 42,84 €/MWh, pa su odmah zakupljeni veći kapaciteti transportnog sustava. Na slici 4-14. prikazano je kretanje cijene plina u Hrvatskoj.



Slika 4-14. Kretanje cijena uvoznog plina u Hrvatskoj (Eurostat, 2017.)

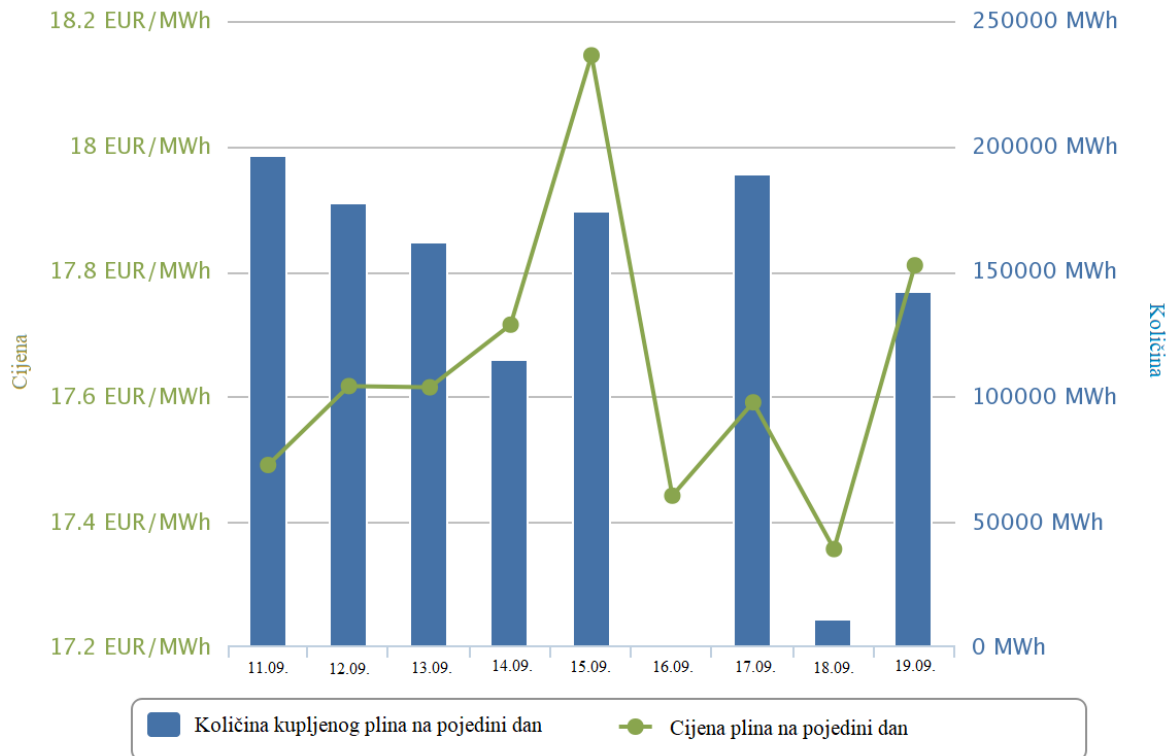
Osim nabrojanih potencijalnih kupaca kao mogući kupci spominju se još Austrija s godišnjom potrošnjom plina u 2016. godini 90,02 TWh, zatim Češka s godišnjom potrošnjom 85,83 TWh te Slovačka s godišnjom potrošnjom plina, također u 2016. godini, 49,19 TWh (Frančić, G., 2017.).

Austrija, Češka i Slovačka su mogući kupci, ali malo vjerojatni u početnoj fazi rada terminala. Nakon što terminal krene s radom i razvije se trgovina preko UPP terminala, nije isključeno da će se i te zemlje uključiti u trgovanje, pogotovo jer imaju veliku potrošnju plina.

Svi potencijalni kupci kupovati će plin od dobavljača bilo bilateralno bilo na plinskom čvorištu. Usluge korištenja terminala su regulirane, kao i usluge transporta plina, tako da su zakonom određene tarife za uplinjavanje, skladištenje i transport plina. Terminal neće služiti kao mjesto gdje će se trgovati plinom već samo kao jedna od karika na putu od dobavljača do kupca. Metodologiju utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvat i otpremu ukapljenog prirodnog plina donosi Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA). Metodologija će biti analizirana nešto kasnije u radu.

Drugi način trgovanja plinom za potencijalne kupce je kupovina plina na plinskom čvorištu. Najbliže plinsko čvorište za trgovanje prirodnim plinom je u Austriji, Baumgarten – CEGH (engl. Central European Gas Hub). Na slici 4-15. prikazano je kretanje cijena plina te

kupljene količine plina po pojedinom danu u razdoblju od jednog tjedna, konkretno u ovom primjeru od 11. rujna do 18. rujna 2017. godine.



Slika 4-15. Kretanje cijena i količina kupljenog plina na CEGH, 11.09. – 19.09.2017. (CEGH, 2017.)

Kupljene količine plina su dogovorene dan prije same kupovine dok su cijene formirane na dan kupovine. Uglavnom je najveća cijena plina bila kada su zakupljene manje količine plina osim u dva slučaja kada je krivo pretpostavljeno buduće kretanje cijene plina i zakupljene su velike količine plina po visokoj cijeni.

Kupci će morati platiti, osim plina kojeg kupe, i usluge transporta plina te usluge terminala.

5. METODOLOGIJA ZA UTVRĐIVANJE IZNOSA TARIFNIH STAVKI ZA USLUGE NA UPP TERMINALU

U veljači 2017. godine vlada Republike Hrvatske donijela je zadnje izmjene i dopune Zakona o tržištu plina koji obuhvaća i djelatnosti vezane za upravljanje terminalom za ukapljeni prirodni plin. Zakon propisuje dužnosti i prava operatora terminala za UPP, odnosno u ovom slučaju za LNG Hrvatsku.

Operator terminala za UPP je dužan (NN 28/13, 14/14, 16/17):

- voditi, održavati i razvijati siguran, pouzdan i učinkovit terminal za UPP,
- osigurati korisnicima terminala za UPP kvalitetu plina, kvalitetu usluge i pouzdanost isporuke plina propisanu općim uvjetima opskrbe plinom,
- uspostaviti i osigurati rad centra za operativno vođenje terminala za UPP i sustava mjerenja ulaznih i izlaznih tokova te parametara kvalitete plina i pouzdanosti isporuke plina,
- obavljati prihvati i otpremu UPP-a na temelju sklopljenih ugovora,
- obavijestiti Agenciju (HERA) i operatora tržišta plina da korisnik terminala za UPP u razdoblju od tri uzastopna mjeseca nije pravodobno ispunio obveze prema operatoru terminala za UPP,
- osigurati objektivne, jednake i transparentne uvjete pristupa terminalu za UPP,
- nabavljati plin za potrebe vođenja terminala za UPP na transparentan i nediskriminirajući način te na tržišnim principima,
- izraditi plan razvoja terminala za UPP, pri čemu planirane investicije u izgradnju i rekonstrukciju terminala za UPP trebaju biti tehnički opravdane i ekonomski efikasne, te osiguravati odgovarajući stupanj sigurnosti opskrbe plinom,
- do 30. travnja tekuće godine dostaviti Agenciji izvješće o ostvarenim investicijama u izgradnju i rekonstrukciju terminala za UPP u prethodnoj godini,
- izraditi i do 1. ožujka tekuće godine dostaviti Agenciji godišnje izvješće operatora terminala za UPP za prethodnu godinu, a koje mora sadržavati izvješće o pouzdanosti, sigurnosti i učinkovitosti terminala za UPP, kvaliteti plina, kvaliteti usluge, pouzdanosti isporuke plina, tehničkim karakteristikama terminala za UPP, korištenju kapaciteta terminala za UPP, održavanju opreme terminala za UPP te ispunjavanju ostalih dužnosti i korištenju prava u skladu s odredbama ovoga Zakona,
- sudionicima na tržištu plina davati informacije u skladu s aktima ovoga Zakona,

- davati propisane informacije o investicijskim projektima vezanim uz terminal za UPP te o planiranom izlasku iz pogona određenih objekata terminala za UPP,
- primijeniti iznose tarifnih stavki za prihvata i otpremu UPP-a na temelju odluke i metodologije koju donosi Agencija, u skladu s odredbama zakona kojim se uređuje energetska sektor te ih na primjeren način javno objaviti, i to najmanje 15 dana prije početka primjene,
- primijeniti cijene nestandardnih usluga operatora terminala za UPP na temelju metodologije i odluke koju donosi Agencija, u skladu s odredbama zakona kojim se uređuje energetska sektor, te ih na primjeren način javno objaviti, i to najmanje 15 dana prije početka primjene,
- pružati pozornost energetska učinkovitosti te zaštiti prirode i okoliša,
- osigurati zaštitu povjerljivosti podataka koje je saznao u obavljanju djelatnosti.

Operator terminala za UPP dužan je izraditi plan razvoja terminala u skladu sa Strategijom energetska razvoja i Programom provedbe Strategije energetska razvoja. Plan razvoja terminala za UPP izrađuje se za regulatorno razdoblje, s desetogodišnjom projekcijom razvoja terminala za UPP.

Operator terminala za UPP ima pravo:

- priključiti terminal za UPP na transportni sustav u skladu s mrežnim pravilima transportnog sustava i metodologijom utvrđivanja naknade za priključenje na plinski distribucijski ili transportni sustav i za povećanje priključnog kapaciteta,
- odbiti pristup terminalu za UPP,
- kupovati plin radi obavljanja svoje osnovne djelatnosti, optimalnog vođenja terminala za UPP, vlastite potrošnje, nadoknade gubitaka plina u terminalu za UPP prilikom izvođenja radova na sustavu i nadoknade pogonskih gubitaka,
- ograničiti ili privremeno prekinuti prihvata i otpremu UPP-a:
 - a) u slučaju izravne ugroženosti života i zdravlja ljudi ili imovine te radi otklanjanja takvih opasnosti,
 - b) radi planiranog održavanja ili rekonstrukcije terminala za UPP,
 - c) radi otklanjanja kvarova na terminalu za UPP,
 - d) u slučajevima kad se korisnik ne pridržava svojih ugovornih obveza,
- prilagoditi duljinu trajanja rada zaposlenika radi sigurnog, pouzdanog i učinkovitog vođenja terminala za UPP.

Zakonom o tržištu plina također je propisano da operator terminala za UPP uz suglasnost HERA-e mora donijeti Pravila korištenja terminala za UPP te Metodologiju utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvat i otpremu UPP-a. Metodologija je objavljena na mrežnim stranicama HERA-e. Pravila korištenja terminala za UPP još nisu definirana.

Metodologija utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvat i otpremu UPP-a izglasana je na sjednici Upravnog vijeća Hrvatske energetske regulatorne agencije 10. studenog 2017. godine.

Metodologijom utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvat i otpremu ukapljenog prirodnog plina određuju se (NN 110/2017):

- model regulacije energetske djelatnosti upravljanja terminalom za ukapljeni prirodni plin,
- formula i elementi za izračun dozvoljenog prihoda operatora terminala za UPP,
- postupak revizije dozvoljenog prihoda,
- tarifne stavke te način, elementi i kriteriji za izračun iznosa tarifnih stavki,
- koeficijenti za izračun naknade za korištenje terminala za UPP,
- obračun naknade za korištenje terminala za UPP za korisnika terminala za UPP,
- značajke i preduvjeti za uspostavu regulatornog računa te način, elementi i kriteriji za izračun i za reviziju iznosa tarifnih stavki u modelu regulatornog računa,
- postupak podnošenja zahtjeva za određivanje, odnosno promjenu iznosa tarifnih stavki,
- podaci, dokumentacija i ostale podloge koje se koriste za izračun i za reviziju dozvoljenog prihoda i za izračun iznosa tarifnih stavki.

Ovu Metodologiju dužan je primjenjivati operator terminala za UPP, a zasniva se na metodi poticajne regulacije, odnosno na metodi maksimalno dozvoljenog prihoda. Regulacijsko razdoblje započinje 1. siječnja u prvoj regulacijskoj godini i završava 31. prosinca u zadnjoj regulacijskoj godini, pri čemu trajanje regulacijskog razdoblja iznosi 5 godina. Tijekom regulacijskog razdoblja nepromjenjivi su elementi nominalne vrijednosti ponderiranog prosječnog troška kapitala prije oporezivanja i koeficijent učinkovitosti.

Ostvarene uštede predstavljaju razliku između dozvoljenog iznosa operativnih troškova i ostvarenog iznosa operativnih troškova u godini na temelju koje se utvrđuje bazni iznos opravdanih operativnih troškova poslovanja. Podjela ostvarenih ušteda provodi se na način da operator zadržava 50% ostvarenih ušteda. U godini koja prethodi prvoj godini

regulacijskog razdoblja, utvrđuje se planirani dozvoljeni prihod za svaku godinu regulacijskog razdoblja. Planirani dozvoljeni prihod treba pokriti opravdane troškove poslovanja koji se ostvaruju pri obavljanju energetske djelatnosti upravljanja terminalom za UPP i osigurati prinos od reguliranih sredstava.

Planirani dozvoljeni prihod u regulacijskoj godini izračunava se zbrojem:

- 1) planiranih operativnih troškova poslovanja u regulacijskoj godini t (kn),
- 2) planiranih amortizacija reguliranih sredstava u regulacijskoj godini t (kn),
- 3) planiranih prinosa od reguliranih sredstava u regulacijskoj godini t (kn),
- 4) dijela razlike između revidiranih dozvoljenih prihoda i ostvarenih prihoda u godini koja prethodi prvoj godini regulacijskog razdoblja i u prethodnim godinama regulacijskog razdoblja iskazan u regulacijskoj godini t (kn),
- 5) planiranih prihoda od nestandardnih usluga u regulacijskoj godini t (kn),
- 6) planiranih ostalih poslovnih prihoda koji se ne odnose na osnovno poslovanje operatora terminala za UPP u regulacijskoj godini t (kn).

Izravnati dozvoljeni prihodi utvrđuju se na temelju planiranih dozvoljenih prihoda, a izračunavaju se na način da je neto sadašnja vrijednost izravnatih dozvoljenih prihoda za godine regulacijskog razdoblja jednaka neto sadašnjoj vrijednosti planiranih dozvoljenih prihoda za isto razdoblje, pri čemu je za prvu godinu regulacijskog razdoblja izravnati dozvoljeni prihod jednak planiranom dozvoljenom prihodu.

U zadnjoj godini regulacijskog razdoblja Agencija provodi redovnu reviziju dozvoljenih prihoda za godinu koja prethodi prvoj godini regulacijskog razdoblja i za prethodne godine regulacijskog razdoblja. U sklopu redovne revizije dozvoljenih prihoda provodi se revizija sljedećih stavki:

- planiranog OPEX-a,
- planirane amortizacije,
- planiranog prinosa na regulirana sredstva,
- planiranih prihoda od nestandardnih usluga i
- planiranih ostalih poslovnih prihoda.

Po izvršenoj reviziji dozvoljenih prihoda utvrđuje se razlika između revidiranih dozvoljenih prihoda i ostvarenih prihoda u godini koja prethodi prvoj godini regulacijskog razdoblja i

prethodnim godinama regulacijskog razdoblja koja se raspodjeljuje na sljedeće regulacijsko razdoblje.

U godini koja prethodi prvoj godini regulacijskog razdoblja utvrđuje se iznos tarifnih stavki za prihvata i otpremu UPP-a, odnosno za osnovne usluge terminala za UPP, za svaku godinu regulacijskog razdoblja. Tarifne stavke za ugovoreni kapacitet na godišnjoj razini za prihvata i otpremu UPP-a, odnosno za osnovne usluge terminala za UPP su prikazane na tablici 5-1.

Tablica 5-1. Tarifne stavke za prihvata i otpremu UPP-a (HERA, 2017.)

Tarifna stavka	Oznaka tarifne stavke	Naziv tarifne stavke	Mjerna jedinica
Tarifne stavke za osnovne usluge terminala za UPP	T _{pri}	Tarifna stavka za prihvata UPP tankera	EUR/prihvata
	T _{skl}	Tarifna stavka za privremeno skladištenje UPP-a	EUR/m ³ UPP
	T _{otp}	Tarifna stavka za otpremu prirodnog plina u transportni sustav	EUR/MWh/dan

Izračun tarifne stavke za prihvata UPP tankera prikazan je formulom:

$$T_{pri} = \frac{k_{pri} \times DP_{\alpha}^P}{N_{pri} \times t_{EUR}} \quad (5-1)$$

gdje je:

T_{pri} – tarifna stavka za prihvata UPP tankera u regulacijskoj godini t (kn/prihvata),

k_{pri} – koeficijent utjecaja planiranog prihoda od usluge prihvata UPP tankera ugovorene na godišnjoj razini na ukupni planirani prihod operatora u regulacijskoj godini t,

DP_α^P – izravnati dozvoljeni prihod u regulacijskoj godini t (kn),

N_{pri} – planirani ukupni broj prihvata UPP tankera, ugovorenih na godišnjoj razini kao osnovna usluga terminala za UPP i kao dio standardnog paketa usluga terminala za UPP, svih korisnika u regulacijskoj godini t,

t_{EUR} – godišnji prosjek srednjih dnevnih tečajeva kune prema euru, za godinu T-2, prema podacima Hrvatske narodne banke (kn/EUR).

Izračun tarifne stavke za privremeno skladištenje UPP-a prikazano je formulom:

$$T_{skl} = \frac{k_{skl} \times DP_{\alpha}^P}{KAP_{skl} \times t_{EUR}} \quad (5-2)$$

gdje je:

T_{skl} – tarifna stavka za privremeno skladištenje UPP-a u regulacijskoj godini t (kn/m³ UPP),

k_{skl} – koeficijent utjecaja planiranog prihoda od usluge privremenog skladištenja UPP-a ugovorene na godišnjoj razini na ukupni planirani prihod operatora u regulacijskoj godini t,

KAP_{skl} – planirani ukupni kapacitet privremenog skladištenja UPP-a, ugovoren na godišnjoj razini kao osnovna usluga terminala za UPP i kao dio standardnog paketa usluga terminala za UPP, svih korisnika u regulacijskoj godini t (m³ UPP).

Izračun tarifne stavke za otpremu prirodnog plina u transportni sustav prikazan je formulom:

$$T_{otp} = \frac{k_{otp} \times DP_{\alpha}^P}{KAP_{otp} \times t_{EUR}} \quad (5-3)$$

gdje je:

T_{otp} – tarifna stavka za otpremu prirodnog plina u transportni sustav u regulacijskoj godini t (kn/MWh/dan),

k_{otp} – koeficijent utjecaja planiranog prihoda od usluge otpreme prirodnog plina u transportni sustav ugovorene na godišnjoj razini na ukupni planirani prihod operatora u regulacijskoj godini t,

KAP_{otp} – planirani ukupni kapacitet otpreme prirodnog plina u transportni sustav, ugovoren na godišnjoj razini kao osnovna usluga terminala za UPP i kao dio standardnog paketa usluga terminala za UPP, svih korisnika u regulacijskoj godini t (MWh/dan).

Osim tarifnih stavki Metodologijom su obuhvaćene i naknade za korištenje terminala za UPP. Naknada za ugovoreni standardni paket usluga (SPU) terminala za UPP na godišnjoj razini izračunava se po formuli:

$$N_{SPU} = (T_{pri} + T_{skl} \times kap_{skl,SPU} + T_{otp} \times kap_{otp,SPU}) \times k_{SPU} \quad (5-4)$$

gdje je:

N_{SPU} – jedinična naknada za SPU u regulacijskoj godini t (kn/SPU),

T_{pri} – tarifna stavka za prihvat UPP tankera u regulacijskoj godini t (EUR/prihvat),

T_{skl} – tarifna stavka za privremeno skladištenje UPP-a u regulacijskoj godini t (EUR/m³ UPP),

$kap_{skl,SPU}$ – kapacitet privremenog skladištenja UPP-a određen pravilima korištenja terminala za UPP kao dio SPU-a (m³ UPP),

T_{otp} – tarifna stavka za otpremu prirodnog plina u transportni sustav u regulacijskoj godini t (EUR/MWh/ dan),

$kap_{otp,SPU}$ – kapacitet otpreme prirodnog plina u transportni sustav određen pravilima korištenja terminala za UPP kao dio SPU-a (MWh/dan),

k_{SPU} – koeficijent za ugovoreni SPU.

Koeficijenti za ugovoreni SPU (k_{SPU}) prikazani su na tablici 5-2.

Tablica 5-2. Koeficijenti za ugovoreni SPU (HERA, 2017.)

Ugovorno razdoblje	Koeficijent za SPU (k_{SPU})
kratkoročno (1 - 5 god)	0,98
srednjoročno (6 - 15 god)	0,96
dugoročno (≥ 16 god)	0,94

Metodologijom su također definirane naknada za ugovorene osnovne usluge terminala za UPP na mjesečnoj i dnevnoj razini, naknada za ugovorenu prekidivu uslugu otpreme prirodnog plina u transportni sustav na godišnjoj i mjesečnoj razini i obračun naknade za korištenje terminala za UPP.

Regulatorni račun je model regulacije energetske djelatnosti upravljanja terminalom za UPP kojim se operatoru, u kasnijim godinama regulatornog računa omogućava nadoknada prihoda koji su u početnim godinama regulatornog računa ostvareni u iznosu manjem od dozvoljenih prihoda koji bi proizašli primjenom ove Metodologije. Regulatorni račun odobrava se na način da operator ostvaruje kumulativno jednake dozvoljene prihode kao i bez primjene regulatornog računa, ali različitom vremenskom dinamikom. Razdoblje za koje se uspostavlja regulatorni račun ne može biti kraće od dva regulacijska razdoblja.

Posljednja stavka koja je obuhvaćena Metodologijom je dužnost operatora terminala za UPP podnošenje zahtjeva Agenciji za određivanje, odnosno promjenu iznosa tarifnih stavki za prihvata i otpremu UPP-a. Zahtjev se podnosi najkasnije do 1. lipnja u godini koja prethodi prvoj godini regulacijskog razdoblja. Uz zahtjev operator je dužan priložiti svu dokumentaciju s prethodno opisanim stavkama Metodologije.

6. ZAKLJUČAK

Djelatnost upravljanja terminalom za ukapljeni prirodni plin je javna usluga što znači da potencijalni kupci na terminalu plaćaju usluge uplinjavanja i skladištenja plina po unaprijed određenim cijenama. Suprotno tome, trgovina plinom je tržišna djelatnost. Kupci plin kupuju preko burzi, na plinskim čvorištima i sklapanjem bilateralnih ugovora. Kupci koji kupuju plin s fizičkom isporukom, uz cijenu plina koju plaćaju na tržištu, plaćaju i usluge transporta plina. Ukoliko se trguje ukapljenim prirodnim plinom kupac plaća usluge transporta UPP-a brodom, usluge uplinjavanja i skladištenja na terminalu te usluge transportnog sustava pojedinih država koje se nalaze na putu do matičnog transportnog sustava. Najveći europski dobavljač plina je Rusija. Zemlje uvoznice plina uglavnom kupuju jeftini ruski plin. Cijena ruskog plina nije jednaka za sve europske države. O tome uvelike ovise politički odnosi s Rusijom. Države politički jednakog ili sličnog svjetonazora kupuju ruski plin po nižoj cijeni od zemalja koje su različitog svjetonazora. U cilju diversifikacije dobave plina zemlje uvoznice plina koje su u mogućnosti izgraditi terminal za uplinjavanje odlučuju se na taj korak kako bi se bolje povezale sa ostalim zemljama izvoznicama plina i odmaknule od Rusije. S tim ciljem u izgradnju terminala za uplinjavanje krenula je i Litva. Kupci koji koriste usluge terminala u Litvi, a to su baltičke zemlje, plin kupuju na britanskom plinskom čvorištu NBP ili sklapanjem bilateralnih ugovora. Hrvatska izgradnjom terminala za uplinjavanje na otoku Krku želi postati važan igrač na tržištu plina u jugoistočnoj Europi. Potencijalni kupci na terminalu u Hrvatskoj uglavno će kupovati plin sklapajući bilateralne ugovore ili trgovanjem na najbližem plinskom čvorištu, a to je u Austriji CEGH. Prema dosadašnjem istraživanju tržišta tvrtka LNG Hrvatska d.o.o. očekuje da će sve kapaciteta budućeg terminala zakupiti Hrvatska i Mađarska kao najveći potrošači plina u jugoistočnoj Europi. Nakon završetka planiranog proširivanja transportnog sustava tvrtke Plinacro d.o.o. i izgradnje interkonekcija s ostalim susjednim državama mogući kupci plina koji će trgovati preko terminala su Slovenija, Srbija te Bosna i Hercegovina.

7. POPIS LITERATURE

1. CINGULA, M., KLAČMER, K., 2003., Financijske institucije i tržište kapitala, TIVA tiskara, FOI, Varaždin
2. DAHL, C. A., 2008. Međunarodna tržišta energije, Kigen d.o.o., Zagreb
3. FRANČIĆ, G., 2017., LNG terminal Krk, Croatia, PPT prezentacija, Ljetna škola naftnog rudarstva, Dubrovnik
4. HEATHER, P., 2010., The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain, Studija, Oxford Institute for Energy Studies
5. HEATHER, P., 2015., The evolution of European traded gas hubs, Studija Oxford Institute for Energy Studies
6. MARKOVIĆ, I., 2017. Transport plina u sezoni grijanja 2016./2017., PPT prezentacija, 16. Plinarski forum, Opatija
7. MATULIONIS, T., 2014., LNG Terminal in Lithuania, Impact and Business Model, PPT prezentacija, Riga
8. PAVLOVIĆ, D., GOLUB, M., JEROLIMOV, Z., 2013., Prikaz načela bitnih za odabir terminala za uplinjavanje (UPP) u Republici Hrvatskoj temeljem usporednih elemenata UPP terminala u Poljskoj i Litvi, Plin : stručni časopis za plinsko gospodarstvo i energetiku, 14 (2014), 1; 38-52 (članak, stručni)
9. SONGHURST, B., 2017., The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), Studija, Oxford Institute for Energy Studies

WEB izvori

10. ACHEMOS GRUPE 2017., About the Group, URL: <http://www.achemosgrupe.lt/en/> (19.08.2017.)
11. AMBER GRID, 2017., Tariffs effective from 1 January 2017, URL: <https://www.ambergrid.lt/en/transportation-services/tariffs-prices/tariffs-effective-from-1-january-2017> (5.11.2017.)
12. BRITISH PETROLEUM, 2017., BP Energy Outlook 2017 edition, URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf> (26.08.2017.)
13. CEGH, 2017., URL: <http://www.cegh.at/day-ahead-contracts> (18.09.2017.)
14. EUROPSKA KOMISIJA, 2017, Construction of LNG terminal Krk, URL: <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/croatia/6.5.1-0018-hr-w-m-16> (22.01.2018.)

15. EnergySCEE, 2015., Labelle, M., The day Hungary cleaved from Europe: The true cost of Russian gas, URL: <http://energyscee.com/tag/hungary/page/2/> (16.9.2017.)
16. EUROSTAT, 2017., URL: <http://ec.europa.eu/eurostat> (16.9.2017.)
17. FÖLDGAZ KERESKEDŐ, 2017., Prospects for energy industry and natural gas in Hungary, URL: <http://www.magyarfoldgazkereskedo.hu/products-and-services/prospects-energy-industry-natural-gas-hungary/?lang=en> (16.9.2017.)
18. GEOPLIN, 2017. Natural gas in Slovenia, URL: <http://www.geoplin.si/en/natural-gas/slovenian-market> (17.9.2017.)
19. HERA, 2017. URL: https://www.hera.hr/hr/html/propisi_plin.html (17.11.2017.)
20. INTERNATIONAL COMPARATIVE LEGAL GUIDES, 2017., Oil and Gas Regulation, Serbia, URL: <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-regulation/oil-and-gas-regulation-2017/serbia#chaptercontent1> (17.9.2017.)
21. INTERNATIONAL GAS UNION, 2017., World LNG Report, URL: https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf (26.08.2017.)
22. KLAIPEDOS NAFTA, 2017., URL: <https://www.kn.lt/en/musu-veikla/sgd-terminalai/512> (26.8.2017.)
23. LIETUVOS DUJOS TIEKIMAS, 2017., URL: <https://www.ldtiekimas.lt/en/home/> (27.8.2017.)
24. LIETUVOS ENERGIJA, 2017., URL: <https://www.le.lt/index.php?lang=2> (27.8.2017.)
25. LITGAS, 2017., URL: <http://www.litgas.lt/en/about-us/> (27.8.2017.)
26. LNG HRVATSKA d.o.o., 2017., URL: <http://www.lng.hr/hr/> (2.9.2017.)
27. Narodne novine, 2017., Metodologija utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvati otpremu UPP-a (NN 110/2017), Zagreb: Narodne novine, br. 110/2017 (2597), URL: https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2017_11_110_2597.html (17.11.2017.)
28. Narodne novine, 2017., Zakona o tržištu plina (NN 28/13, 14/14, 16/17), Zagreb: Narodne novine, br. 16/2017 (367), URL: https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2017_02_16_367.html (17.11.2017.)
29. Ministarstvo gospodarstva, poduzetništva i obrta Republike Hrvatske, 2017., PCI projekti, URL: <https://www.mingo.hr/page/kategorija/pci-projekti> (3.9.2017.)
30. PLINACRO d.o.o., 2017.a, Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2017.- 2026., URL: <http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=698> (3.9.2017.)

31. PLINACRO d.o.o., 2017.b, Izvještaj o poslovanju Plinacro d.o.o. 2016., URL: <http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=50> (3.9.2017.)
32. REUTERS, 2017., Lithuania signs first deal for U.S. LNG, URL: <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL8N1JN1DM> (28.8.2017.)
33. ROPEPCA, 2014., FSRU Independence a Historic Milestone for Lithuanian Energy Security, URL: <http://www.ropepca.ro/en/articole/fsru-independence-a-historic-milestone-for-lithuanian-energy-security/22/> (28.8.2017.)
34. Shell, 2017., LNG Outlook, URL: https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook/_jcr_content/par/textimage_1374226056.stream/1490189885482/516845c6c67687f21ff02bec2d330b97c91840f9ffa9e4348e7b875683215aaf/shell-lng-outlook2017-slides-master-march2017.pdf (26.08.2017.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

Filip Rendulić