

Plutajući terminali za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina

Andrić, Marko

Master's thesis / Diplomski rad

2017

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://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:332298>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2025-01-14**



Repository / Repozitorij:

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



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

**PLUTAJUĆI TERMINALI ZA UPLINJAVANJE
UKAPLJENOG PRIRODNOG PLINA**
Diplomski rad

Marko Andrić
N-222

Zagreb, 2017.

PLUTAJUĆI TERMINALI ZA UPLINJAVANJE UKAPLJENOG PRIRODNOG PLINA

MARKO ANDRIĆ

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

Sažetak

U diplomskom radu prikazana je podjela odobalnih terminala za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina, opisana konstrukcija terminala te su prikazane konstrukcijske karakteristike postojećih odobalnih terminala za uplinjavanje u svijetu.

Također, u radu se pokušava na temelju pojednostavljene analize stanja tržišta plina u Hrvatskoj i u zemljama u okruženju i sadašnjih cijena plina, utvrditi isplativost izgradnje odobalnog terminala na Krku.

Ključne riječi: plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina, uplinjavanje, prirodni plin, ukapljeni prirodni plin

Diplomski rad sadrži: 41 stranicu, 8 tablica, 18 slika i 30 referenci.

Jezik izvornika: hrvatski

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

Voditelj: Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF

Ocjenjivači: Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF
Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNF
Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF

Datum obrane: 15. prosinca 2017., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

FLOATING UNITS FOR REGASIFICATION OF LIQUEFIED NATURAL GAS

MARKO ANDRIĆ

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering,
Pierottijeva 6, 10 002 Zagreb

Abstract

This Masters' thesis describes offshore regasification LNG terminals, their design depending on the type of terminal and preview of design characteristics for offshore terminals that already operate all around the world. Also, the thesis evaluates the Krk offshore terminal and its economic justifiability, based on a simple analysis of gas market and gas prices in Croatia and surrounding countries.

Keywords: floating storage and regasification unit, regasification, natural gas, liquefied natural gas

Thesis contains: 41 pages, 8 tables, 18 figures and 30 references.

Original in: Croatian

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

Supervisor: Full Professor Katarina Simon, PhD

Reviewers: Full Professor Katarina Simon, PhD
Full Professor Zdenko Krištafor, PhD
Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD

Date of defense: December 15, 2017., Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS TABLICA	I
POPIS SLIKA	II
POPIS KORIŠTENIH KRATICA	III
1. UVOD	1
2. ODOBALNA POSTROJENJA ZA UPLINJAVANJE UKAPLJENOG PRIRODNOG PLINA	3
2.1. Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (FSRU) 4	
2.1.1. <i>Prenamjena brodova u plutajuće terminale</i>	9
2.1.2. <i>Zglobne cijevi za pretakanje</i>	12
2.1.3. <i>Spremnici</i>	12
2.1.4. <i>Niskotlačne i visokotlačne pumpe</i>	13
2.1.5. <i>Kompresor otparka</i>	13
2.1.6. <i>Uplinjivač</i>	14
2.1.7. <i>Sustav sigurnosti i kontrole</i>	15
3. ODOBALNI TERMINALI ZA UPLINJAVANJE U SVIJETU	16
3.1. Klaipeda, Litva	18
3.2. Toscana, Italy.....	19
3.3. Guanabara, Brazil	20
3.4. Mina Al-Ahmadi, Kuvait.....	21
3.5. Port Qasim, Pakistan.....	21
3.6. Bali, Južna Koreja.....	22
4. ODOBALNI TERMINAL NA KRKU	24
4.1. Proizvodnja i potrošnja prirodnog plina u RH.....	25
4.2. Proizvodnja i potrošnja prirodnog plina u zemljama u okruženju.....	28
4.2.1. <i>Slovenija</i>	28
4.2.2. <i>Bosna i Hercegovina</i>	29
4.2.3. <i>Srbija</i>	30
4.2.4. <i>Crna Gora</i>	31
4.2.5. <i>Mađarska</i>	31
4.3. Ekonomska analiza gradnje odobalnog terminala na Krku	32
5. ZAKLJUČAK	38

6. LITERATURA.....	39
--------------------	----

POPIS TABLICA

Tablica 3-1. Popis odobalnih terminala u svijetu	16
Tablica 3-2. Popis terminala koji su prestali s radom	17
Tablica 3-3. Podaci o terminalu Klaipeda	18
Tablica 3-4. Podaci u terminalu Toscana	19
Tablica 3-5. Podaci o terminalu Guanabara	20
Tablica 3-6. Podaci o terminalu Mina Al-Ahmadi	21
Tablica 3-7. Podaci o terminalu Port Qasim	21
Tablica 4-1. Podaci za analizu troškova uvezenog prirodnog plina koji se transportira plinovodima i ukapljenog prirodnog plina	36

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Sidrenje FSRU na bovi	5
Slika 2-2. Sidrenje FSRU na gatu u sustavu brod-brod.....	5
Slika 2-3. Sidrenje FSRU na gatu u sustavu brod-gat-brod	6
Slika 2-4. Gat za sidrenje FSRU-a	7
Slika 2-5. Dijelovi FSRU postrojenja.....	10
Slika 2-6. Tok prirodnog plina na terminalu za uplinjavanje	11
Slika 2-7. Membranski spremnik.....	13
Slika 2-8. Presjek oklopno-cijevnog uplinjivača	15
Slika 3-1. Terminal Klaipeda, Litva	18
Slika 3-2. Plutajući LNG terminal u Toskani	19
Slika 3-3. Terminal Guanabara, Brazil.....	20
Slika 3-4. Terminal Port Qasim, Pakistan	22
Slika 3-5. FRU terminal Bali, Koreja.....	23
Slika 4-1. Proizvodnja prirodnog plina u Hrvatskoj u razdoblju od 2005. do 2016. godine	26
Slika 4-2. Potrošnja plina u Srbiji.....	31
Slika 4-3. Ukupna potrošnja prirodnog plina u mlrd. m ³ i udio uvoza ruskog plina u postocima.....	33
Slika 4-4. Projekcije proizvodnje, potrošnje i uvoza prirodnog plina u RH	33
Slika 4-5. Projekcije potrošnje prirodnog plina u RH i susjednim zemljama (milijarde m ³ /god)	34

POPIS KORIŠTENIH KRATICA

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

FSRU - plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (*engl. Floating Storage and Regasification Unit*)

FRU - plutajući terminal za uplinjavanje (*engl. Floating Regasification Unit*)

NIS – Naftna industrija Srbije

SRV - brod za prijevoz i uplinjavanje prirodnog plina (*engl. Shuttleand Regasification Vessel System*)

FPSO - plutajuće postrojenje za proizvodnju, skladištenje i istovar nafte (*engl. Floating Production Storage and Offloading*)

STV – oklopno - cijevni uplinjivači (*engl. Shelland Tube Vaporizers*)

IGU – Međunarodna udruga za plin (*engl. International Gas Union*)

IAP – Jadransko - Jonski plinovod (*engl. Ionian Adriatic Pipeline*)

TAP – Transjadranski plinovod (*engl. Trans Adriatic Pipeline*)

1. UVOD

Ukapljeni prirodni plin, UPP (*engl. Liquefied Natural Gas – LNG*) je pročišćeni zemni plin koji je rashlađivanjem preveden u tekuće stanje radi lakšeg prijevoza. Volumen ukapljenog prirodnog plina zauzima oko 1/600 volumena koji bi plin zauzeo u plinovitom stanju te je to stanje pogodno za transport tankerima po cijelom svijetu. Glavne komponente transportnog lanca UPP-a su terminal za ukapljivanje, transport ukapljenog plina, terminal za prihvata i uplinjavanje.

Većina europskih zemalja u potpunosti su ovisne o uvozu plina, prvenstveno iz Rusije. Ruskim plinom zadovoljava se oko 33% (oko 200 milijardi m³) ukupnih potrebnih količina plina, a tako snažna ovisnost o jednom vanjskom dobavljaču predstavlja stalno rastuću prijetnju sigurnosti opskrbe Europe plinom. Međutim, jačanjem tenzija na geopolitičkoj sceni postalo je jasno da je sigurnost opskrbe prirodnim plinom funkcija međuodnosa zemalja izvoznica i uvoznica, ali i tranzitnih zemalja. Primjerice, odnosi Rusije i Ukrajine iz 2006. i 2009. te 2014. godine zorno prikazuju navedenu situaciju. Kupci su ostali bez naručenih količina radi prijepora između ruskog dobavljača plina i ukrajinskog transportera. Iz ovoga proizlazi zaključak kako je rizik tranzita nepredvidiv i ozbiljan. Kao odgovor na sveprisutnu opasnost prekida transporta ključnih energenata poput prirodnog plina postojećim trasama dobave, Europska Unija se odlučila na diversifikaciju izvora dobave. U rastu je broj terminala za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina, a sve je veća ponuda UPP-a na tržištu što omogućava veću fleksibilnost pri ugovaranju kapaciteta i cijena. Europska komisija smatra uvoz UPP-a vrlo bitnim za ostvarivanje svog cilja diversifikacije izvora opskrbe plinom svojih članica te kao važan dio budućeg energetskog plana potrošnje u Europskoj Uniji. Opskrba UPP-om je mnogo fleksibilnija od plinovoda (World Energy Outlook, 2016).

Usporedno s povećanjem potražnje za prirodnim plinom povećale su se i potrebe za terminalima za prihvata UPP-a. Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (*engl. Floating Storage and Regasification Unit-FSRU*) privlači pažnju kao alternativa kopnenim UPP terminalima. Razvoj dizajna uvjetovan je sigurnosnim svojstvima FSRU-a, a ostvaren je zahvaljujući naftnim i plinskim kompanijama, brodogradilištima, energetskim kompanijama. U diplomskom radu prikazana je podjela

odobalnih postrojenja za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina, opis FSRU tehnologije te pregled odobalnih terminala za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina.

U drugom dijelu diplomskog rada prikazana je isplativost gradnje UPP terminala na Krku te je dat pregled proizvodnje i potrošnje prirodnog plina u zemljama u okruženju i Hrvatskoj.

Glavna uloga terminala u Republici Hrvatskoj bilo bi pokrivanje vršne potrošnje prirodnog plina. Druga, vrlo bitna uloga UPP terminala u Republici Hrvatskoj je diversifikacija dobave plina kako bi se smanjila ovisnost o samo jednom dobavljaču. Treća je bitna uloga terminala zadovoljavanje potreba za plinom tržišta zemalja regije (Slovenije, Bosne i Hercegovine, Srbije, Crne Gore), čime bi se osigurala diversifikacija dobave prirodnog plina i omogućila održiva stabilna opskrba tržišta prirodnim plinom. Djelovanjem UPP terminala kao regionalnoga plinskog čvorišta omogućilo bi se uključivanje Republike Hrvatske u šire europske energetske tokove čime bi se dodatno povećala sigurnost opskrbe prirodnim plinom i fleksibilnost hrvatskoga plinskog sustava, a samim time unaprijedilo bi se hrvatsko tržište prirodnog plina.

Temeljno pitanje na koje treba odgovoriti da li UPP terminal može biti konkurentan na tržištu budući će terminal povećati razinu energetske sigurnosti i doprinijeti diversifikaciji opskrbe prirodnim plinom. Hoće li biti konkurentan u velikoj mjeri ovisi o cijeni UPP-a, jer za zakup kapaciteta treba posjedovati tržište, a za imati tržište treba imati konkurentnu cijenu. Da bi se Hrvatskoj uopće isplatila investicija u UPP terminal, potrebno je imati tržište, budući je ukapljeni prirodni plin skuplji od prirodnog plina transportiranog plinovodima.

2. ODOBALNA POSTROJENJA ZA UPLINJAVANJE UKAPLJENOG PRIRODNOG PLINA

Postoje tri moguće konstrukcije terminala za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (White, 2017).

- Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (*engl. Floating Storage and Regasification Unit - FSRU*);
- Plutajući terminal za uplinjavanje (*engl. Floating Regasification Unit - FRU*);
- Brod za prijevoz i uplinjavanje prirodnog plina (*engl. Shuttle and Regasification Vessel System - SRV*).

Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina izveden je iz preinačenih brodova za prijevoz ukapljenog prirodnog plina ili su takvi terminali građeni izravno za ovu namjenu. Takvi terminali imaju na palubi smještenu opremu za uplinjavanje. Ovakvi terminali se sidre, a ukapljeni prirodni plin preuzimaju usporednim sidrenjem s metanijerom. FSRU se smješta blizu mjesta potrošnje UPP-a ili tamo gdje se već nalazi postojeća mreža kopnenog plinovoda.

Plutajući terminal za uplinjavanje (*engl. Floating Regasification Unit - FRU*) nema mogućnost skladištenja ukapljenog prirodnog plina već se istovremeno s iskrcajem ukapljenog prirodnog plina odvija i uplinjavanje nakon čega se plin plinovodima isporučuje u sustav. Ukapljeni prirodni plin dolazi do mjesta isporuke brodom za transport UPP-a koji pristaje uz usidreni FRU na mjestu isporuke.

Brod za prijevoz i uplinjavanje prirodnog plina (*engl. Shuttle and Regasification Vessel System - SRV*) je brod koji prevozi UPP, spaja se na bovu za istovar, bova za istovar se spaja sa trupom, uplinjava UPP i otprema ga u plinovod, otpaja se i odlazi po novu količinu UPP-a. Kapacitet isparavanja dizajniran je da isprazni brod kapaciteta 140 000 m³ za 6 dana. Kapacitet isparavanja je 16x10⁶ m³/dan. Vrijeme potrebno za odlazak po novu količinu UPP-a je 5-7 dana što ga čini neisplativim te se danas gotovo i ne koristi (White, 2017).

2.1. Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (FSRU)

Ukapljivanje prirodnog plina predstavlja isplativ način isporuke velikih količina plina na udaljena tržišta. Tehnološki lanac UPP-a kapitalno je intenzivan, zahtijeva brojne skupe elemente koji uključuju proizvodnju plina, cjevovode do postrojenja za preradu, postrojenja za obradu i ukapljivanje, skladištenje UPP-a i postrojenje za utovar, transport brodovima, postrojenja za prihvat i uplinjavanje UPP-a te isporuku prema tržištu.

Djelatnost plutajućih jedinica za prihvat, skladištenje i uplinjavanje (FSRU) započela je prije samo 16 godina, 2001. godine kada je El Paso Corporation (Texas) sklopio ugovor s kompanijom Exceleerate Energy o izgradnji prvog FSRU broda za projekt Gulf Gateway (Songhurst, 2017).

Razvoj FSRU tehnologije tekao je zajedno od strane velikih naftnih i plinskih kompanija. Faktori koji utječu na ukupnu sigurnost i pouzdanost FSRU-a te karakteristike FSRU sustava biti će opisani u daljnjem tekstu.

Analiza plovnosti je vrlo važan dio projektiranja FSRU-a, koji utječe na njegovu dostupnost. Pomicanje FSRU-a treba biti minimalno zbog omogućavanja rada i života posade. Sustav krmernih potisnika se koristi za omogućavanje pristajanja UPP broda uz FSRU. Uz prilagođavanje ovisno o puhanju vjetra, potisnici se mogu koristiti za održavanje FSRU-a unutar određenih granica (Wayne, 2003).

Tipovi sidrenja FSRU su:

- Bova;
- Gat.

Ako je usidren pomoću bove (slika 2-1), brod koji dovozi UPP se sidri uz njega (terminal Lampug i terminal Toscana), a ako je za sidrenje FRSU-a izgrađen gat, brod koji dovozi UPP može se sidriti uz FSRU (slika 2-2) ili s druge strane gata (slika 2-3).



Slika 2-1. Sidrenje FSRU na bovi (www.lngworldnews.com, 2014)

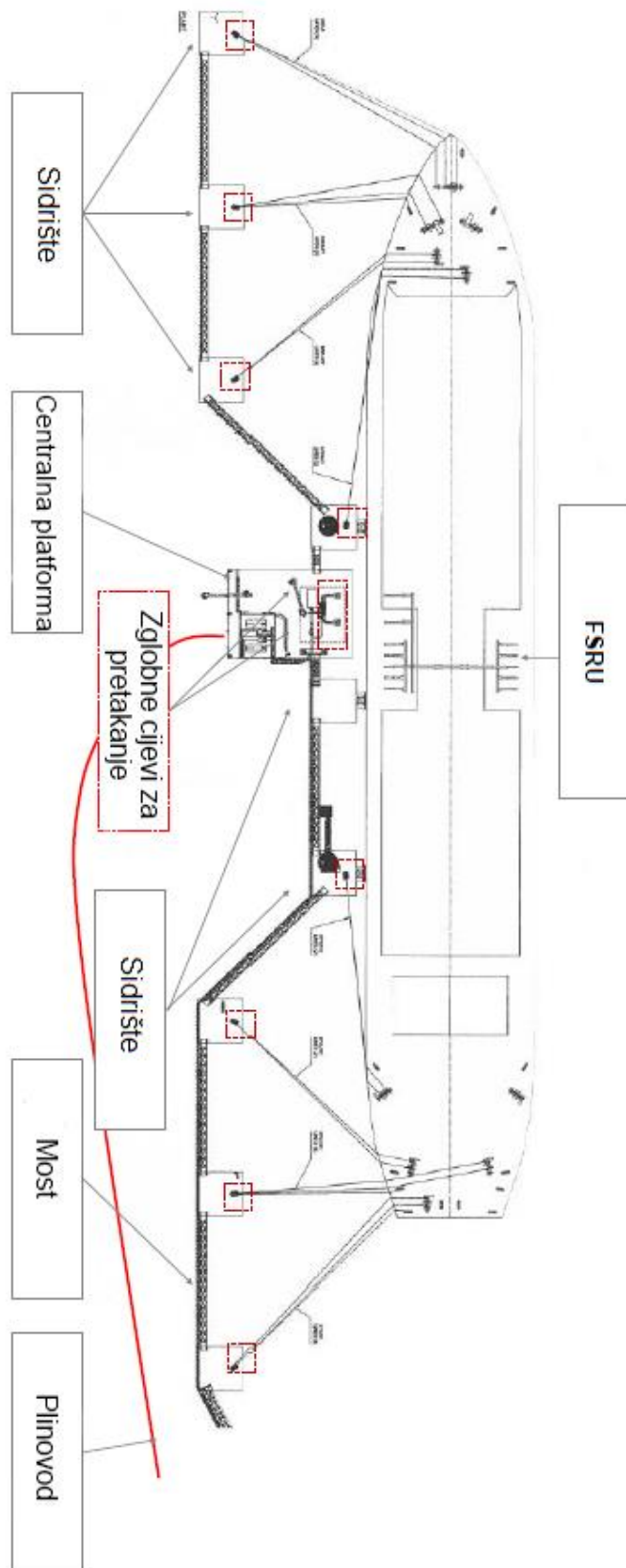


Slika 2-2. Sidrenje FSRU na gatuu sustavu brod-brod (www.lngworldnews.com, 2014)



Slika 2-3. Sidrenje FSRU na gatu u sustavu brod-gat-brod (www.excelerateenergy.com, 2016)

U slučaju gata, i pristajanja broda uz brod, obalni priključak broda za transport UPP-a sa sustavom za uplinjavanje sastoji se od gata (slika 2-4), koji se nalazi u moru dubine potrebne za pristajanje samog broda, opreme na gatu za spajanje broda za transport UPP-a i plinskog transportnog sustava. Ova oprema se sastoji od elementa za spajanje – tzv. zglobnih cijevi za pretakanje, te druge pomoćne opreme poput protupožarnih instalacija, sustava za inertizaciju i sustava za navođenje. Sustav za inertizaciju je zatvorena posuda iznad zapaljive tekućine u kojoj se nalazi sloj inertnog ili nereaktivnog plina kako bi se spriječilo stvaranje zapaljive i eksplozivne smjese. Po potrebi, brod za transport UPP-a se do priključka tegli, a samo pristajanje uz gat se obavlja putem sustava za manevriranje. Zglobne cijevi za pretakanje, koje imaju slobodu pozicioniranja u prostoru također predstavljaju oblik fleksibilnog cjevovoda, započinju sa spajanjem na odgovarajuće priрубnice na brod za transport UPP-a sa sustavom za uplinjavanje. Prikladna lokacija za obalni priključak ovisi o uvjetima na lokaciji, slično kao i u slučaju podmorskog priključka. Dubina mora uz obalu mora biti dovoljna da omogući pristajanje broda za transport UPP-a sa sustavom za uplinjavanje (Proštenik i Frančić, 2011).



Slika 2-4. Gat za sidrenje FSRU-a (www.ropepca.ro, 2016)

Karakteristike FSRU sustava su:

- a) Lokacija - suprotno većini odobalnih postrojenja, FSRU se postavlja blizu mjesta potrošnje plina ili tamo gdje se već nalazi postojeća mreža kopnenog plinovoda. Stoga FSRU može biti smješten nedaleko od obale ili u određenim slučajevima u blizini luka. Uvjeti na lokaciji kao što su visina valova i temperatura mora mogu biti odlučujući čimbenici u projektiranju FSRU-a. Stoga nije moguće ili ekonomski opravdano napraviti FSRU dizajn koji može biti primjenjiv u svim lokacijskim uvjetima.
- b) Uvjeti plutanja - FSRU-i su projektirani za plutajuće uvjete pa konstrukcijske procedure i nisu bitno drugačije od uvjeta za plutajuća postrojenja za proizvodnju, skladištenje i istovar nafte (*engl. Floating Production Storage and Offloading - FPSO*) pa i mnogi konstrukcijski koncepti FPSO-a mogu biti usvojeni. Puno opreme koja je vezana za tok UPP-a mora biti projektirano da pravilno funkcionira u plutajućem stanju. U nekim slučajevima, oprema koja se široko upotrebljava na kopnenim terminalima za uplinjavanje nije primjenjiva za FSRU.
- c) Prostorni zahtjevi - u usporedbi s tipičnim kopnenim terminalima za uplinjavanje, dostupan prostor je iznimno ograničen. Stoga mora biti primijenjen drugačiji koncept smještanja opreme i objekata. Kod FSRU-a, većina procesnih i upravljačkih sustava je smještena na teretnoj palubi FSRU-a.
- d) Sigurnost - za FSRU, treba uzeti u obzir sigurnosne značajke koje su povezane s plutajućim objektom kao što su sidrenje, sudari, prevrtanja, kao i značajke procesnog dijela koje su slične onima za kopnene UPP terminale. Osim toga, postoje i ostala sigurnosna svojstva koja su specifično primjenjiva za FSRU, kao što su kriogeni sustav zadržavanja i rukovanje kriogenom tekućinom pri visokim tlakovima u plutajućim uvjetima.

2.1.1. Prenamjena brodova u plutajuće terminale

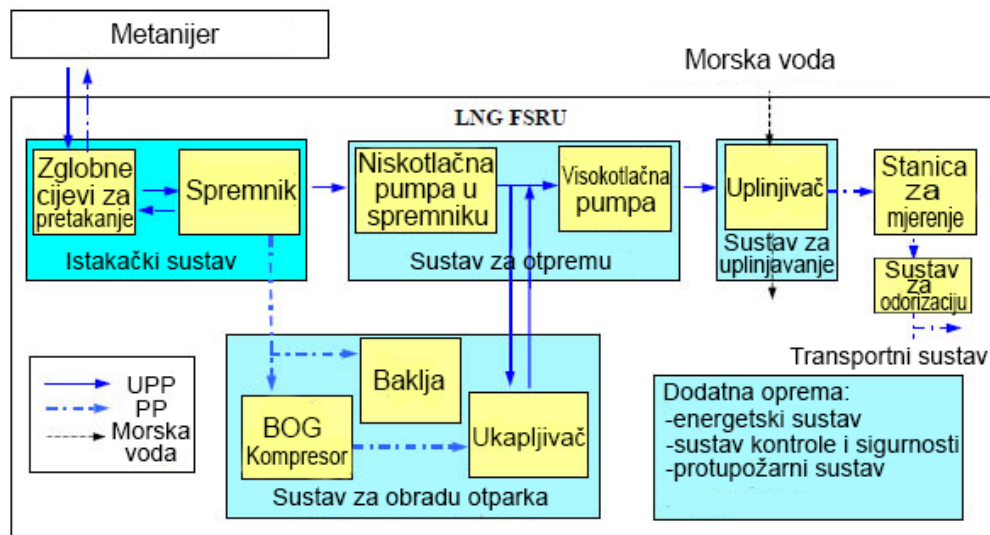
Kako bi se povećala učinkovitost, kapaciteti UPP brodova udvostručili su se u posljednjih 30 godina, a pogonski sustavi podrazumijevaju učinkoviti dizel za razliku od nekadašnjeg pogona na paru.

Trošak UPP terminala na kopnu sa skladišnim prostorom, zaštićenim gatom i opremom za prijenos tereta znatno se povećao dok pretvorba UPP broda u terminal za uplinjavanje može smanjiti ukupni trošak UPP terminala za 30 do 50 % u uspoređi s onim na kopnu (Franklin et al., 2010).

Nekoliko je značajki zbog kojih inženjeri, investitori i operatori u obzir uzimaju pretvorbu UPP brodova u plutajuće UPP jedinice su:

1. Niska cijena starih plovila – korišteni UPP brodovi trenutno su dostupni po cijeni od 10-25 % u odnosu na nove UPP brodove. Samo cijena skladišnog postrojenja na kopnu kapaciteta 150 000 m³, koje sadrži povezane sustave cjevovoda, iznosi oko 100-150 milijuna \$, dok novi UPP brod istog kapaciteta stoji oko 200 milijuna \$.
2. Trajanje – projektiranje i izgradnja novih spremnika i brodova zahtijeva oko tri do četiri godine. Stari UPP brodovi dostupni su odmah i mogu smanjiti trajanje projekta za jednu do dvije godine.
3. Dozvole – postojeći brodovi su klasificirani i dobro održavani. Osim toga već posjeduju i određene dozvole za razliku od projekata na kopnu za koje se moraju izdavati posebne dozvole.
4. Pokretljivost – plutajuće postrojenje može se premjestiti u slučaju obustavljanja projekta (Franklin et al., 2010).

Procesni moduli su konstruirani kao neovisne modularne strukture instalirane otprilike 2,5 m iznad palube broda. Takvo projektiranje će olakšati ventilaciju svih zapaljivih plinova ispod modula. Procesni moduli se sastoje od dijelova za uplinjavanje, isporučivanje, mjerenje, iskrcavanje, usis vode i dijelova za upravljanje, koji mogu biti postavljeni usporedno s trupom FSRU-a. Struktura svakog modula treba podnijeti kretanje FSRU-a. Moduli s gornje strane uključujući sustav cjevovoda trebaju biti projektirani tako da uzmu u obzir deformacije trupa zbog valova i uvjeta utovara tereta. Struktura palube FSRU-a treba biti dovoljne čvrstoće da podupre težinu modula. Međutim, kako gornji dio FSRU-a nije toliko težak kao kod FPSO-a, struktura FSRU-a može se postići bez bitnih promjena u odnosu na tipičan UPP brod s membranskim spremnicima. Stambeni objekti se nalaze na krmenom dijelu, baklja se nalazi na pramčanom dijelu FSRU-a. Istakanje UPP-a iz broda se postiže iskrcavanjem uz smještaj broda uz FSRU. FSRU je opremljen sustavom krmenih potisnika. Oprema za uplinjavanje i moduli za proizvodnju snage su smješteni u središnjem i prednjem dijelu palube. Na slici 2-5 prikazani su dijelovi FSRU postrojenja (Hans et al. 2002).



Slika 2-5. Dijelovi FSRU postrojenja (Hans et al., 2002)

Proces uplinjavanja UPP-a započinje dolaskom broda za prijevoz UPP-a na lokaciju terminala. UPP se pomoću pumpi koje se nalaze u spremniku ispumpava iz brodskih spremnika i preko zglobnih cijevi upumpava u spremnike na FSRU. U spremnicima je UPP pohranjen na približno atmosferskom tlaku i temperaturi od oko 112 K (-161°C). Svaki spremnik je opremljen s nekoliko uronjenih centrifugalnih pumpi. Ove pumpe se ponekad nazivaju i primarne pumpe, te imaju tipičnu dobavu od 200 do preko 400 m³/h. Otpremni tlak im je relativno nizak, oko 8 bar ili niže, ovisno o radnom tlaku ukapljivača. Niskotlačne pumpe koje se nalaze u spremniku šalju plin na ukapljivač gdje dolazi u kontakt sa plinom koji istječe iz spremnika i preko kompresora otparka pretvara se ponovno u UPP prije nego uđe u visokotlačne pumpe (Songhurst, 2017).

Iz ukapljivača, UPP ulazi u visokotlačne otpremne pumpe gdje mu se tlak povećava na oko 100 bar. Pod tlakom od 100 bar UPP ulazi u uplinjivač, gdje zbog izmjene topline s toplijim medijem prelazi u plinovito agregatno stanje. Pritom mu se volumen poveća 600 puta, te se takav uplinjeni prirodni plin može otpremati u plinsku mrežu. Ukoliko je potrebno, na izlazu iz terminala se može obaviti podešavanje sastava i ogrjevne vrijednosti plina, kako bi se zadovoljile specifikacije plinovoda, te odorizacija plina (Simon, 2012). Slika 2-6. prikazuje tok prirodnog plina na terminalu za uplinjavanje.



Slika 2-6. Tok prirodnog plina na terminalu za uplinjavanje (Songhurst, 2017)

2.1.2. Zglobne cijevi za pretakanje

Zglobne cijevi za pretakanje su postavljene za operacije istakanja kod pristajanja broda za prijevoz UPP-a uz gat. Pri konstruiranju sustava za istakanje, naprezanje cijevi, fleksibilnost, niskotemperaturne karakteristike materijala, stvaranje leda i sigurno odvajanje u hitnim slučajevima moraju se uzeti u obzir zajedno s relativnim gibanjem između UPP broda i FSRU-a. U slučaju sidrenja broda za prijevoz UPP-a uz FSRU obično se veza ostvaruje s fleksibilnim kriogenim cijevima. Vrijeme iskrcavanja je otprilike 12 sati s brzinom iskrcavanja od 12 000 m³/h (Hans et al., 2002).

2.1.3. Spremnici

Spremnici FSRU-a mogu biti membranski (slika 2-7) ili sferični (Mossovi). Membranski su zastupljeniji jer njihov oblik omogućava veći kapacitet od sferičnih za istu veličinu broda, zato što između njih nema praznog prostora. Kako spremnici FSRU-a mogu biti i potpuno prazni i puni, sustav zadržavanja bi trebao imati dovoljno snage da izdrži sile izazvane pomicanjem tekućine. Za razliku od konvencionalnih UPP brodova, koji plove, FSRU je usidren na određenoj lokaciji. Stoga, sile izazvane kretanjem tekućine unutar spremnika trebaju se izračunati na temelju valova na lokaciji.

Svaki spremnik je opremljen s nekoliko uronjenih centrifugalnih pumpi, kojima se skladišteni UPP neprekidno otprema u ukapljivač (kondenzator) kontroliranom dobavom. Pumpe su uronjene u UPP i nalaze se pri dnu spremnika, a motor, osovina, ležajevi i sve ostale komponente su potpuno poplavljeni UPP-om.



Slika 2-7. Membranski spremnik (Hans et al., 2002)

2.1.4. Niskotlačne i visokotlačne pumpe

Visokotlačne i niskotlačne pumpe su slične kao i kod kopnenih terminala za uplinjavanje i njihova pouzdanost rada je dokazana. Visokotlačne pumpe su projektirane za maksimalnu fleksibilnost i stabilnost u operacijama. Sigurnosne mjere visokotlačnih pumpi trebaju biti pažljivo pripremljene u skladu sa sustavom za uplinjavanje (Hans et al., 2002).

2.1.5. Kompresor otparka

Otparak se može ukapljiti korištenjem kompresora ili sustava za ukapljivanje. Otparak se miješa s pothlađenim UPP-om u ukapljivaču i ponovno ukapljuje. Upotreba sustava za ponovno ukapljivanje je ekonomičnija u smislu potrošnje električne energije nego slanje otparka na ispust uplinjenog plina visokotlačnim kompresorom. Koncept ponovnog ukapljivanja se često koristi na odobalnim postrojenjima. Ukapljivač također ima ulogu spremnika za ublažavanje opterećenja visokotlačnih pumpi. Najviše otparka se stvara tijekom iskrcavanja UPP-a. Ta količina je zbroj normalnog otparka, dodatnog otparka iz pumpi, cijevi za pretakanje, cjevovoda i uplinjenog UPP-a u FSRU spremniku tijekom operacija istakanja. Međutim, taj raspršeni plin može se otpremiti na spojeni UPP brod bez korištenja kompresora.

Stoga se, pri određivanju snage kompresora, otparak koji nastaje tijekom iskrcavanja ne uzima u obzir. Za izvanredne situacije kao što su kvarovi opreme i nagle promjene tlaka u pripremi je sustav za spaljivanje plina na baklji (Hans et al., 2002)

2.1.6. Uplinjivač

Kapacitet sustava za uplinjavanje određuje sva svojstva FSRU-a. Kao medij za uplinjavanje UPP-a (slika 2-8) koristi se morska voda. Pri projektiranju uplinjivača uzima se u obzir potrebni kapacitet uplinjavanja, korozija, obraštanje, mehanička čvrstoću uplinjivača, toplinsko opterećenje, održavanje, kretanje FSRU-a i sigurnost rada. Primjena uplinjivača s kopnenih terminala nije primjerena zbog kretanja FSRU-a i veličine opreme. Umjesto uplinjivača otvorenog tipa koji se vrlo često koriste na kopnenim terminalima, na plutajućim terminalima se koriste oklopno-cijevni uplinjivači. Uplinjivači trebaju biti dizajnirani da imaju ujednačen protok neovisno o kretanju FSRU-a. FSRU zahtijeva velike količine morske vode za uplinjavanje UPP-a. Nasreću, kvalitetna morska voda je dostupna na odobalnom FSRU-u, a sustav uzimanja morske vode je pojednostavljen u usporedbi s kopnenim terminalom. Ovisno o dizajnu, morska voda se uzima iz spremnika u strojarnici ili iz posebnih kanala za usis u području gata.

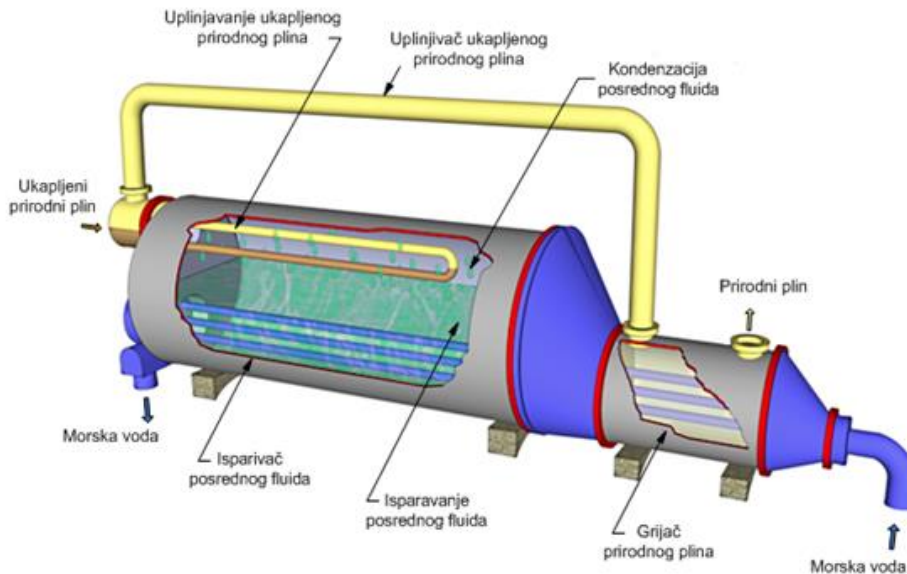
Uplinjivači rade pri visokim tlakovima (oko 100 bar). Kada je temperatura mora niska u zimskim mjesecima, morsku vodu treba ugrijati drugim izvorima topline. U ovakvom dizajnu, koriste se grijači s direktnim zagrijavanjem zbog učinkovitosti, manjih kapitalnih ulaganja i prostora potrebnog za ugradnju (Hans et al., 2002).

Oklopno-cijevni uplinjivači (engl. *Shelland Tube Vaporizers – STV*) trenutno spadaju u najsvestranije i najkompaktnije konstrukcije, među raspoloživim tipovima uplinjivača. Kao izvor topline za zagrijavanje UPP-a koriste morsku vodu, slično kao i uplinjivači otvorenog tipa. Međutim u usporedbi s njima, oklopno-cijevni uplinjivači imaju niže kapitalne troškove ugradnje, što proizlazi iz visokog koeficijenta izmjene topline. Međutim, jedan tipičan proces uplinjavanja zahtijeva višestruke jedinice oklopno-cijevnih uplinjivača, što za posljedicu ima veću količinu cijevi, ventila i ostale opreme. Uplinjivači ovog tipa dijele se u dvije skupine: s direktnim i indirektnim zagrijavanjem morskom vodom. Uplinjivači s direktnim zagrijavanjem koriste neposredan prijenos topline s morske vode na UPP. Mogu biti vodoravni i uspravni (Simon,2012).

U sustavu s direktnim zagrijavanjem ukapljeni prirodni plin na dnu ulazi u uplinjivač koji je postavljen vertikalno kako bi se optimizirala učinkovitost uplinjavanja. Ukapljeni

prirodni plin prolazi kroz brojne cijevi, dok morska voda ulazi u oklopni dio i zagrijava ukapljeni prirodni plin koji prolazi kroz cijevi.

Uplinjivači s indirektnim zagrijavanjem koriste posredni fluid, kao što su propan ili vodena otopina glikola, za prijenos topline. Posredni fluid protječe kroz cijevi dodatnog sustava za grijanje gdje preuzima toplinu, a zatim prolazi kroz STV jedinicu gdje se ukapljeni prirodni plin uplinjava. Kako su u sustavu s indirektnim zagrijavanjem potrebna dva izmjenjivača topline potrebno je i više prostora za smještaj opreme.



Slika 2-8. Presjek oklopno-cijevnog uplinjivača (Simon, 2012)

2.1.7. Sustav sigurnosti i kontrole

Sustav sigurnosti i kontrole treba imati sistematičan nivo kontrole hijerarhije, funkcionalno odvajanje i integraciju sustava za proizvodnju energije u isto vrijeme. Sustav kontrole i sigurnosti čine sustav kontrole procesa, sustav blokiranja i gašenja, sustav za požare i plinove, sustava za grijanje i ventilaciju i izvanredni sustavi.

Proizvodnja energije u FSRU-u može biti postignuta generatorima s plinskim turbinama. Gorivo dolazi iz odvoda iz uplinjivača. Turbine se također mogu pogoniti dizelom kada UPP nije dostupan. Kako potrošnja el. energije tijekom normalnog procesa uplinjavanja nije velika, poseban sustav za iskorištavanje topline na ispuhu turbine nije potreban (Hans et al., 2002).

3. ODOBALNI TERMINALI ZA UPLINJAVANJE U SVIJETU

Danas postoji dvadeset i šest FSRU-a. Trenutno je u izgradnji još deset plutajućih terminala. Međunarodna udruga za plin (*engl. International Gas Union – IGU*) procjenjuje da bi do 2025.godineu pogonu moglo biti oko pedeset FSRU-a. U tijeku je izrada deset FSRU, od čega se u Južnoj Koreji gradi devet, a u Kini jedan. Krajem ove godine s radom bi trebala početi četiri od deset terminala (Songhurst, 2017).

U tablici 3-1 nalazi se popis odobalnih terminala u svijetu, njihovi vlasnici te volumen skladišnog prostora (Songhurst, 2017).

Tablica 3-1. Popis odobalnih terminala u svijetu (naziv, vlasnik, skladišni prostor)

Terminal	Država	Kompanija	Volumen skladišnog prostora, m³
Bahia Blanca	Argentina	YPF	138 000
Pecem	Brazil	Petrobras	129 000
Guanabara Bay	Brazil	Petrobras	173 400
Escobar	Argentina	Excelerate Energy	149 700
Jakarta Bay	Indonezija	Golar	125 000
Heidera	Izrael	Excelerate Energy	138 000
Tianjin	Kina	CNOOC	149 700
Bahia, Salvador	Brazil	Petrobras	138 000
Mina Al Ahmadi	Kuvajt	Kuwait Petroleum C.	170 000
Klaipeda	Litva	Klaipedos	170 000
Lampung	Indonezija	PGN	170 000
Livorno	Italija	EON, IREN, OLT	173 500
Jebel Ali	UAE	Excelerate Energy	151 000
Port Quasim	Pakistan	Engro	151 000
AinSokhna 1	Egipat	EGAS	170 000
Aqabar	Jordan	MEMR	160 000
AinSokhna 2	Egipat	EGAS	170 000
Ruwais	UAE	Excelerate Energy	138 000
Tema	Gana	Golar	170 000
Cartagena	Kolumbija	Sociedad P.	170 000
Aguirre	Porto Rico	PREPA	138 000
Punta de Sayago	Urugvaj	GDF Suez	263 000
Bali	Južna Koreja		-

U tablici 3-2 nalazi se popis terminala koji su prestali s radom u 2016. i 2017. godini. Terminali su prestali s radom zbog nedostatka potražnje za plinom na tržištima za koja su bili namijenjeni. SAD je ukapljeni plin iz uvoza zamijenio domaćim plinom proizvedenim iz škrljavaca.

Tablica 3-2. Popis terminala koji su prestali s radom (Songhurst, 2017)

Terminal	Država	Kompanija
East Gateway	USA	Various
Gulf Gateway	USA	Various
Neptun	USA	Neptun SRV
Teesside	UK	Excelerate Energy

U nastavku su opisani neki od postojećih plutajućih terminala za uplinjavanje. Za svako su postrojenje navedene sljedeće karakteristike:

- godina početka rada terminala,
- skladišni kapacitet,
- kapacitet uplinjavanja i
- duljina gata (za neke terminale).

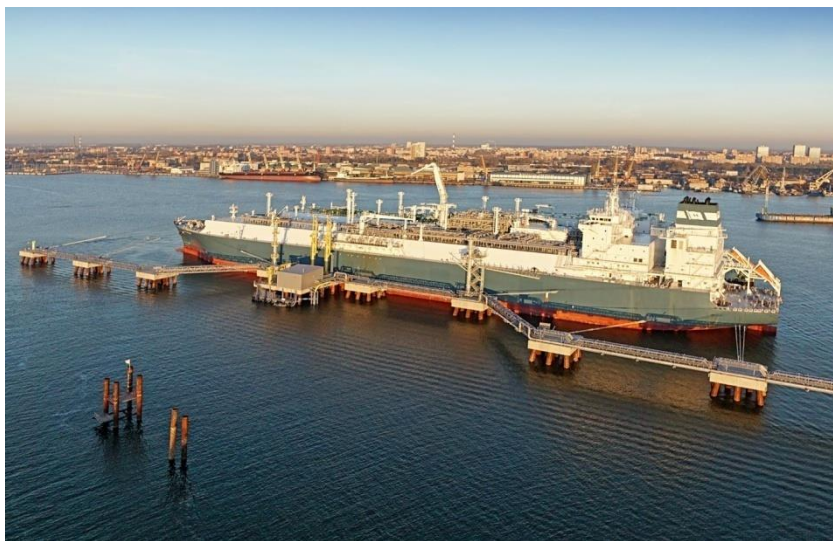
3.1. Klaipeda, Litva

Litva nema domaću proizvodnju plina te kroz cijelu svoju povijest uvozi ruski plin. U prosincu 2014. godine u Litvu je dopremljen plin putem novog UPP terminala označivši početak diversifikacije opskrbe zemlje plinom. Klaipeda FSRU terminal (slika 3-1) najsjeverniji je plutajući terminal na svijetu. FSRU brod Independence izgrađen je u Južnoj Koreji, dug je 294 metra, širok 46 metara i visok 47 metara te ima 4 membranska spremnika za skladištenje ukapljenog prirodnog plina.

Tvrtka Klaipėdos Naptha potpisala je 10-godišnji ugovor s norveškom tvrtkom Hoegh LNG, koja je vlasnik broda, o korištenju broda po cijeni od 189 000 dolara dnevno s mogućnošću otkupa nakon deset godina. Norveški Statoil je potpisao ugovor za opskrbu Litve putem UPP-a na pet godina, s kapacitetom isporuke od $540 \times 10^6 \text{ m}^3$ plina godišnje. Sidri se na gatu pristajanjem broda za prijevoz UPP-a uz FSRU. Podaci o terminalu se nalaze u tablici 3-3 ([www. mampaey.com](http://www.mampaey.com), 2016).

Tablica 3-3. Podaci o terminalu Klaipeda (IGU, 2017)

Početak rada	2014.
Skladišni kapacitet	170 000 m ³
Kapacitet uplinjavanja	4x10 ⁹ m ³ /god
Duljina gata	400 m



Slika 3-1. Terminal Klaipeda, Litva (www.lngworldnews.com, 2016)

3.2. Toscana, Italy

Terminal Toscana je primjer plutajućeg LNG terminala koji je nastao transformacijom UPP tankera (slika 3-2). Usidren je 22 km od talijanske obale između gradova Pise i Livorna. Terminal je počeo s radom 20.12.2013. godine. Ministarstvo gospodarstva Italije projekt je predstavilo kao jedan od najbitnijih u pogledu talijanske sigurnosti opskrbe prirodnim plinom. Međutim, zbog niske potražnje za plinom na talijanskom tržištu, u razdoblju od prosinca 2013. pa sve do rujna 2014. na terminalu se nije izvršila niti jedna transakcija. Brod je dugačak 288 m, širok 48 m i visok 26,5 m te ima četiri membranska spremnika. Sidri se pomoću bove. Podaci o terminalu se nalaze u tablici 3-4.

Tablica 3-4. Podaci u terminalu Toscana (www.exmar.be, 2015)

Početak rada	2013.
Skladišni kapacitet	135 000 m ³
Kapacitet uplinjavanja	3,5x10 ⁹ m ³ /god



Slika 3-2. Plutajući LNG terminal u Toskani (www.exmar.be, 2014)

3.3. Guanabara, Brazil

Na postojećem LNG terminalu Guanabara Bay u Brazilu prošireni su skladišni kapaciteti za dodatnih 173 400 m³ kao i kapacitet isporuke sa 14 na 22,5 milijuna m³ dnevno. Vlasnik postrojenja je Petrobras, a s radom je započeo 2014. godine. Usidren je u Rio de Jeneiru, predstavlja 50% brazilskih kapaciteta za uplinjavanje, a opskrbljuje obližnje termoelektrane. Sidri se na gatu u sustavu brod-gat-brod. Podaci o terminalu nalaze se u tablici 3-5 (www.excelerateenergy.com, 2016b).

Tablica 3-5. Podaci o terminalu Guanabara (www.excelerateenergy.com, 2016b)

Početak rada	2014.
Skladišni kapacitet	173 400 m ³
Kapacitet uplinjavanja	8,2x10 ⁹ m ³ /god
Duljina gata	450 m



Slika 3-3. Terminal Guanabara, Brazil (www.excelerateenergy.com, 2016b)

3.4. Mina Al-Ahmadi, Kuvait

Kuvajt je jedan od najvećih potrošača električne energije po stanovniku i s postojećom domaćom proizvodnjom plina nije mogao zadovoljiti potrebe za proizvodnjom električne energije. Zbog toga je izgrađen uvozni UPP terminal Mina Al-Ahmadi koji je smješten 30-ak km južno od grada Kuvajta i predstavlja prvi UPP terminal u toj zemlji. Postrojenje je prvotno bilo zamišljeno kao privremeno rješenje u premošćivanju postojećih kuvajtskih potreba za prirodnim plinom i budućeg razvoja domaćih rezervi plina. S radom je započelo 2009. godine, u vlasništvu je Kuwait Petroleum Corporationa te je povezan s kuvajtskom plinskom mrežom i procesnim postrojenjima te ostalim industrijskim potrošačima. Podaci o terminalu nalaze se u tablici 3-6 (www.excelerateenergy.com, 2015).

Tablica 3-6. Podaci o terminalu Mina Al-Ahmadi (www.excelerateenergy.com, 2015)

Početak rada	2014.
Skladišni kapacitet	170 000 m ³
Kapacitet uplinjavanja	5,1 x10 ⁹ m ³ /god

3.5. Port Qasim, Pakistan

Terminal za uvoz UPP-a Port Qasim je prvi pakistanski LNG terminal. Sagrađen je u rekordnom roku (335 dana). Predstavlja najisplativiji terminal na tom području. U vlasništvu je Engro LNG-a koji je u terminal uložio 130 milijuna dolara. Terminal je s radom započeo 2015. godine, a skladišni mu je kapacitet 151 000 m³. Sidri se na gatu pristajanjem broda za prijevoz UPP-a uz FSRU. Postrojenje plinom opskrbljuje industrijske potrošače te kućanstva, a služi i kao gorivo u proizvodnji električne energije. Podaci o terminalu nalaze se u tablici 3-7 (www.excelerateenergy.com, 2016c).

Tablica 3-7. Podaci o terminalu Port Qasim (www.excelerateenergy.com, 2016c)

Početak rada	2015.
Skladišni kapacitet	151 000 m ³
Kapacitet uplinjavanja	6,2 x10 ⁹ m ³ /god



Slika 3-4. Terminal Port Qasim, Pakistan (www.excelerateenergy.com, 2016c)

3.6. Bali, Južna Koreja

Ovo je prvi i jedini FRU (slika 3-5) brod za uplinjavanje bez skladišnog prostora. Jedinica kapaciteta od 1,5 milijuna m³/dan je dio mini LNG projekta u Indoneziji koji će služiti za potrebe elektrane od 200 MW u Benoa Portu, Bali kojom će upravljati indonezijski PT Pelindo Energ i Logistik (www.excelerateenergy.com, 2016a).

FRU je dostavljen mjesec dana nakon porinuća u Kongsan brodogradilištu u Busanu u Južnoj Koreji. Prema Gas Entrecu, ovo je prva jedinica za ukapljivanje malih kapaciteta. Gas Entrec je izjavio da će FRU dostavljati 1,1 milijuna m³/dan ukapljenog prirodnog plina elektrani (www.excelerateenergy.com, 2016a).



Slika 3-5. FRU terminal Bali, Južna Koreja (www.excelerateenergy.com, 2016)

4. ODOBALNI TERMINAL NA KRKU

Hrvatska je u 2016. godini potrošila oko 2,539 milijardi kubičnih metara plina. Ukupni kapacitet magistralnog plinskog sustava iznosi 9 milijardi kubičnih metara godišnje (Plinacro, 2015). U slučaju realizacije projekta odobalnog terminala na Krku i Jadransko-jonskog plinovoda (IAP) Hrvatska bi ostvarila diversifikaciju dobave (Plinacro, 2015).

Iako je realizacija projekta kopnenog terminala bila u podmakloj fazi uz pribavljenu lokacijsku dozvolu i obavljene inicijalne razgovore s potencijalnim budućim korisnicima te unatoč godina utrošenih na razvijanje projekta kopnenog terminala, taj projekt nije realiziran, a danas je izvjesno da će to biti plutajući terminal. Razlog tome je što su plutajući terminali obično manjeg kapaciteta, brže se grade i puštaju u pogon (godinu i pol do dvije godine) a jeftiniji su.

Prednosti gradnje odobalnog terminala su:

- Na kopnu je potrebna osnovna infrastruktura;
- Nije stacionaran, već se po potrebi može otegliti na neku drugu lokaciju;
- Plutajuća postrojenja mogu se unajmiti - znatno manji investicijski trošak;
- Kraći period izgradnje infrastrukture;
- Jeftiniji od kopnenih.

Nedostaci gradnje odobalnog LNG terminala:

- Mali kapacitet;
- Trošak unajmljivanja povećava operativni trošak te tako povisuje cijenu plina;
- Dozvole i studije za ovakav terminal nisu napravljene (uvjeti gradnje takvog objekta nisu u potpunosti riješeni u hrvatskoj zakonodavnoj regulativi).

LNG projekt na otoku Krku prvenstveno se namjerava financirati prodajom kapaciteta (ukupno oko 2 milijarde m³ plina godišnje) na dulji rok. U projektu je planirano da Republika Hrvatska sufinancira projekt do 50% ukupne investicije (uračunata je dokumentacija, dozvole, zemljište). Država svoj dio može uložiti ili direktno iz godišnjeg proračuna koji će biti određen u vrijeme izgradnje terminala ili novcem iz raznih državnih fondova (npr. mirovinski) i uključivanjem državnih tvrtki (npr. HEP) u financiranje projekta. U financiranje terminala uključena je i EU preko EU fondova. Posebno se to

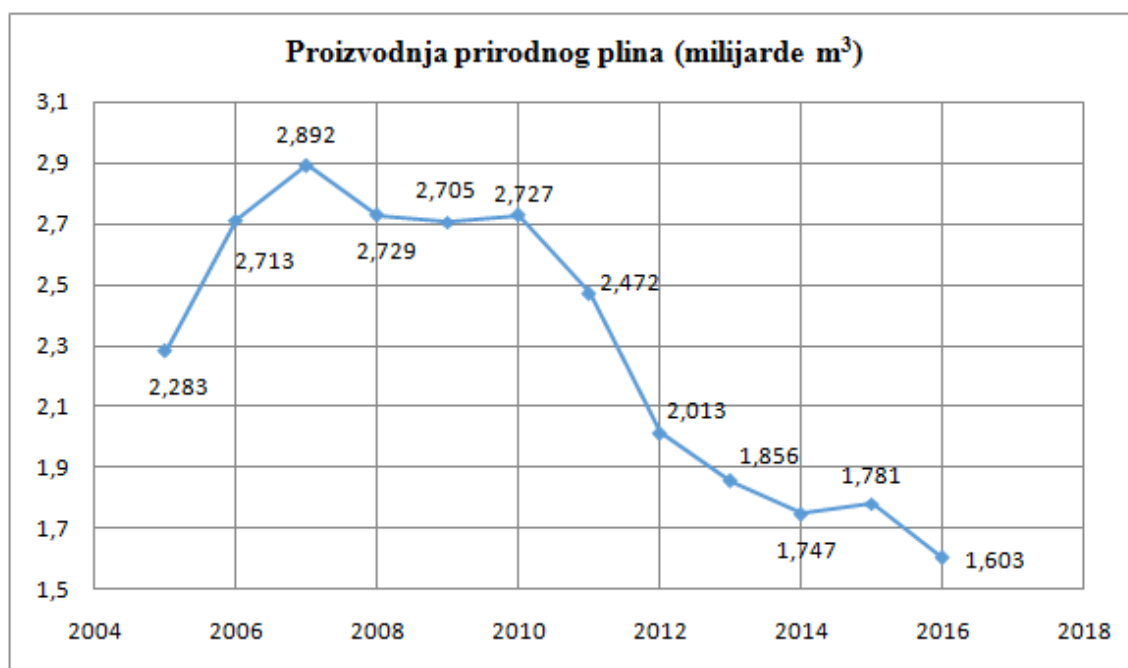
odnosi na Europski fond za strateška ulaganja (EFSU) (EFSU je zajednička inicijativu Europske investicijske banke (EIB) i Europske komisije s ciljem mobiliziranja privatnog kapitala za financiranje strateških ulaganja u državama članicama Europske unije) uz dodatna ulaganja iz strukturnih i investicijskih europskih fondova. U okviru Europskog fonda za strateška ulaganja predviđena je mogućnost sufinanciranja projekata zajedno s europskim strukturnim i investicijskim fondovima te sufinanciranje privatnih i javnih projekata putem povoljnih kredita Europske investicijske banke uz garanciju iz EU proračuna. Iz EU fondova predviđa se pokriti 102 147 000 € (www.mzoip.hr, 2017).

Kako bi se analizirala opravdanost izrade prihvatnog LNG terminala na otoku Krku potrebno je prikazati projekcije proizvodnje i potrošnje prirodnog plina u Hrvatskoj te zemljama u okruženju.

4.1. Proizvodnja i potrošnja prirodnog plina u RH

U 2007. godine zabilježena je rekordna proizvodnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, od 2 892,1 mil. m³. Tada je proizvodnja na području sjevernog Jadrana iznosila 1 688,1 mil. m³, a na području Panonskog bazena 1 204 mil. m³ prirodnog plina. Ugovorom INA-e i ENI-a te je godine izvoz prirodnog plina iz Republike Hrvatske iznosio 751,7 mil. m³, što je činilo 44,5% proizvedenog plina na području Sjevernog Jadrana ili 26% ukupno proizvedenog prirodnog plina u Republici Hrvatskoj. Razlog stagnacije proizvodnje prirodnog plina nakon tog razdoblja je zbog prirodnog pada proizvodnje plina u Panonskom bazenu. Od 2008. godine na području Panonskog bazena nije zabilježena proizvodnja prirodnog plina veća od milijardu m³. Najveća proizvodnja prirodnog plina na području Sjevernog Jadrana zabilježena je 2010. godine, a iznosila je 1 804,2 mil. m³ prirodnog plina, što je za 136,1 mil. m³ ili za 6,43% više nego u 2007. godini i za 697,6 mil. m³ ili 38,67% više u odnosu na 2013. godinu. Usporedbom 2007. godine i 2015. godine ukupna proizvodnja prirodnog plina je smanjena za 1 111,1 mil. m³, što je smanjenje od 38,4%. U 2016. godini proizvodnja prirodnog plina je pala za 10% u odnosu na 2015. godinu iznosila je 1 603 mil. m³. Proizvodnja prirodnog plina u podmorju smanjila se za 24%. To je djelomično ublaženo 3% većom proizvodnjom na kopnu do čega je došlo zbog remonta i optimizacije rada proizvodnih bušotina kao i puštanje u pogon novih polja Vučkovec i Zebanec (www.eihp.hr, 2016).

Kretanje proizvodnje prirodnog plina u RH u razdoblju od 2005. do 2016. godine prikazano je na slici 4-1.



Slika 4-1. Proizvodnja prirodnog plina u Hrvatskoj u razdoblju od 2005. do 2016. godine (www.eihp.hr, 2016)

Najveći izvoz prirodnog plina iz Republike Hrvatske u Republiku Italiju je zabilježen 2009. godine i iznosio je 804,9 mil. m³ prirodnog plina, što je činilo 46,7% proizvodnje prirodnog plina na sjevernom Jadranu ili 29,7% ukupne proizvodnje u Republici Hrvatskoj. Najmanji izvoz je bio u 2012. godini i iznosio je 256,8 mil. m³ ili 20,91% proizvodnje sjevernog Jadrana. Tada se s vlastitom proizvodnjom podmiruje 66,07% potreba za prirodnim plinom u Republici Hrvatskoj, ali zbog ugovora INA-e i ENI-a i isporuke dogovorenih količina stvarna pokrivenost Republike Hrvatske je 52,71%. 2011. godine je zabilježen najveći udjel podmirjenja hrvatskog tržišta prirodnim plinom vlastite proizvodnje u iznosu od 69,2%. Ostatak potreba se podmirilo uvozom preko dvije interkonekcije, s Republikom Slovenijom i Mađarskom.

Predviđalo se da će 2013. godine ukupna potrošnja plina iznositi oko 5 milijardi m³, a 2016. oko 5-6 milijardi m³ plina (www.eihp.hr, 2011).

Planirani rast potrošnje ne samo da se nije ostvario, nego se, suprotno očekivanjima, potrošnja plina smanjuje nekoliko godina zaredom. Naime, 2013. godine ukupna potrošnja plina u Hrvatskoj iznosila je 2,7 milijardi m³ plina, što je smanjenje od 5% u odnosu na 2012. godinu kada je potrošeno 2,84 milijarde m³ plina. Trend smanjenja potrošnje plina datira iz 2011. godine kada je zabilježeno zadnje povećanje potrošnje plina. Pad potrošnje plina u 2013. godini bilježi se u gotovo svim sektorima gospodarstva, ali najznačajniji je u energetske transformacijama i industriji. Potrošnja plina za energetske transformacije (toplane, elektrane, kotlovnice) pala je za 14,5% u odnosu na 2012. godinu i iznosi 1,136 milijardim³ plina, dok je potrošnja plina u industriji smanjena za 10 % u odnosu na 2012. godinu i iznosi 214 milijuna m³ plina. Smanjenje potrošnje plina nije zaobišlo ni kućanstva gdje je zabilježen pad potrošnje u 2013. godini od 4,6% u odnosu na 2012. godinu. Potrošnja prirodnog plina u 2015. godini iznosila je 2,519 milijardi m³ dok je u 2016. godini potrošnja prirodnog plina iznosila 2,539 milijardi m³ (www.eihp.hr, 2016).

Razlozi ovih negativnih trendova su različiti i potrebno ih je promatrati u kontekstu pojedinih grupa potrošača. Glavni razlog za smanjenje potrošnje plina u kućanstvima su nadprosječno tople zime u posljednjih nekoliko godina. Prema tome potrebe za zagrijavanjem tijekom zimskih mjeseci su sve manje. Od 2009. godine kontinuirano se smanjuje broj zaposlenih osoba. Posljedice toga su značajan pad životnog standarda, smanjenje kupovne moći građana i na koncu sve manja sposobnost plaćanja potrošenog plina. Građani se sve odgovornije odnose prema potrošnji plina i nastoje je reducirati. Također, dio građana se zbog relativno visoke cijene plina odlučuje za alternativne načine zagrijavanja poput zagrijavanja drvom ili korištenju solarnih panela.

Potrošnja plina u narednim godinama ovisi o više čimbenika i vrlo ju je nezahvalno prognozirati. Ipak, procjenjuje se da će potrošnja plina u Hrvatskoj do 2016. godine stagnirati, a nakon toga bi trebao nastupiti postupno povećanje potrošnje. Tako bi od 2017. godine kućanstva trebala ostvarivati godišnji rast potrošnje od 2%, industrijski potrošači rast od 1%, a potrošnja plina u energetske transformacijama trebala bi do 2020. godine sa sadašnjih 1,136 milijardi m³ porasti na 1,600 milijardi m³ (www.eihp.hr, 2016).

Naravno, ovo su samo prognoze i njihovo ostvarivanje ovisit će prije svega o gospodarskoj situaciji u narednim godinama. Kada bruto domaći proizvod pada, a industrijska proizvodnja tek blago raste nije realno očekivati rast potrošnje plina. Međutim, prognoze i stvarni podaci govore da bi Hrvatska trebala izaći iz recesije i ući u period gospodarskog oporavka. Taj oporavak bi se prije svega ogledao u porastu bruto domaćeg proizvoda,

povećanju industrijske proizvodnje i smanjenju nezaposlenosti. Nema sumnje da bi u uvjetima tako snažnog gospodarskog rasta došlo i do porasta potrošnje plina kod svih skupina potrošača.

4.2. Proizvodnja i potrošnja prirodnog plina u zemljama u okruženju

Za izvoz energenata od velike je važnosti udaljenost tržišta na koje se plasiraju. Naročito zato što transport nafte i plina, kao i sama priprema za transport, nisu jeftini. Hrvatska je u povoljnoj situaciji jer je uglavnom okružena zemljama s malom proizvodnjom nafte i plina koje su prisiljene uvoziti većinu svojih energenata.

Srbija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Mađarska i Slovenija su pogodni partneri za trgovanje, s relativno velikom potrošnjom nafte i prirodnog plina, a istovremeno s malom ili nikakvom proizvodnjom istih.

U nastavku će biti izneseni statistički podaci o proizvodnji i potrošnji prirodnog plina u pojedinim zemljama u hrvatskom okruženju. Na temelju tih podataka pokušat će se zaključiti može li Hrvatska konkurirati na stranom tržištu kao dobavljač prirodnog plina.

4.2.1. Slovenija

Zbog nedostatka vlastitih izvora prirodnog plina, Slovenija je potpuno ovisna o uvozu plina iz inozemstva. Većina prirodnog plina dolazi iz Rusije, preko 40%, iz Austrije preko čvorišta Baumgarten oko 33%, a iz Alžira 16%. Zanimljiva je činjenica da je iz Mađarske uvezla 1% prirodnog plina, a količine uvezene iz Hrvatske i Italije su skoro beznačajne. Uvoznici su bili: Geoplin, GEN-i; Adria plin i Petrol. Domaća proizvodnja je minorna, (2014. godine iznosila je 3 milijuna m³), dok je potrošnja u isto vrijeme iznosila 769 milijuna m³, što znači da proizvodnja ne podmiruje ni 0,5% potrošnje (www.geoplin.si, 2016).

Za tržište prirodnog plina u Sloveniji karakteristično je smanjenje potrošnje, te povećanje broja korisnika. U posljednjih nekoliko godina broj kupaca se povećavao, dok je potrošnja u istom razdoblju opadala, uglavnom zbog teških ekonomskih uvjeta, te povećanja energetske učinkovitosti. Pojavili su se novi sudionici što se tiče opskrbe prirodnim plinom

te se tako postigla veća konkurencija i smanjila mogućnost monopola cijenama (www.geoplin.si, 2016).

U 2014. godini potrošnja prirodnog plina u Sloveniji bila je oko 761 milijun m³, što Sloveniju čini najmanjim tržištem plinom u Europi. Proizvodnja je u tom razdoblju iznosila oko 3 milijuna m³, što znači da je više od 99% potrebnih količina uvezeno. Geoplin igra važnu ulogu u opskrbi slovenskog tržišta te pokriva većinu potreba. Recesija je imala velik utjecaj na život građana te se njihova percepcija cijene prirodnog plina promijenila, a samim time i smanjila potrošnja. Manja potrošnja u kućanstvima rezultat je i toplih zima, pogoršane ekonomske situacije te širokog izbora drugih, modernih načina grijanja (www.geoplin.si, 2016).

4.2.2. *Bosna i Hercegovina*

Bosna i Hercegovina nema svojih izvora prirodnog plina tako da je njena opskrba ovim energentom u potpunosti ovisna o uvozu. U sadašnjem trenutku plin se uvozi iz pravca Ukrajine, Mađarske, Srbije i ulazi kroz jedini dobavni pravac Beregovo - Horgoš – Zvornik. Glavni izvor dobave je Rusija dok transport plina uključuje nekoliko poduzeća iz drugih zemalja.

Bosna i Hercegovina koristi plinovod, koji granicu prelazi kod Šepka, zatim prolazi pravcem Zvornik – Kladanj - Sarajevo, te završava u Zenici. Plinovod je u zajedničkom vlasništvu tvrtke "Gasprometa Pale" (22 km od granice sa Srbijom do Zvornika), "Sarajevogasa" Lukavica (40 km između Zvornika i Kladnja) i "BH Gasa" Sarajevo (132 km linije Zvornik – Sarajevo – Zenica).

Transport i opskrbu prirodnim plinom obavlja isključivo vertikalno integrirana kompanija BH Gas, koja nadgleda najveći dio transportnog sustava u zemlji. BH Gas je zajedno s Energo investitorom potpisao ugovor sa Gazprom-om za transport plina preko Mađarske, dok je za transport plina preko Srbije potpisan ugovor između BH Gas-a i Srbijagas-a. Na maloprodajnom tržištu, opskrbu obavlja Sarajevogas (www.energy-community.org).

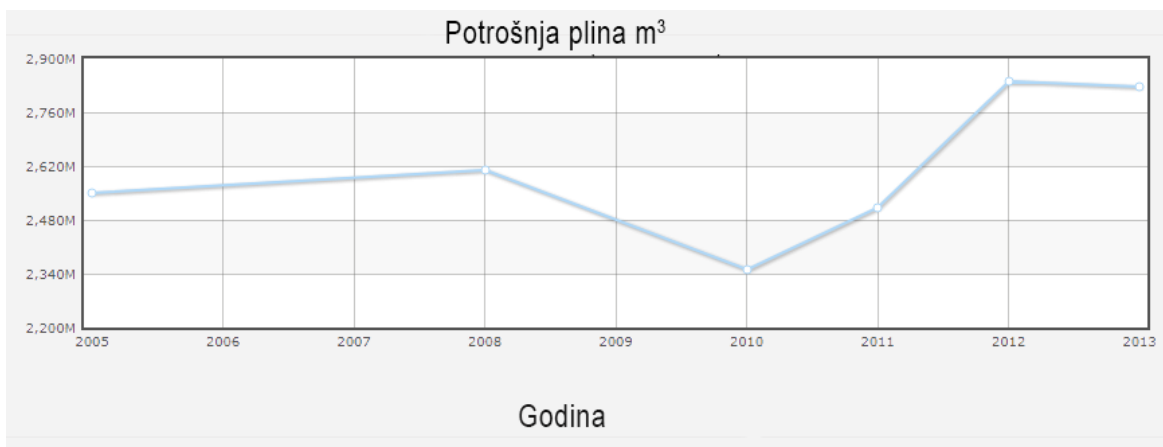
Najveća potrošnja prirodnog plina zabilježena je 1995. godine na kraju rata, i to nešto manja od 2 milijarde m³, nakon čega se više nije približila toj brojci, već je konstantno smanjuje i ne prelazi 350 milijuna m³/god (www.energy-community.org).

Bosna i Hercegovina bi u skorijoj budućnosti trebala početi izgradnju novog plinovoda kojim bi se stvorio alternativni pravac za dostavljanje plina. Taj projekt vrijedan 80 milijuna eura, bio bi financiran iz sredstava Europske banke za obnovu i razvoj te bi

izgradnjom BiH dobila novih 160 km magistralnog plinovoda. BH-Gas i Plinacro potpisali su memorandum o razumijevanju i suradnji kojim su definirana područja suradnje u kojima će se u idućem razdoblju intenzivirati aktivnosti u pogledu realizacije razvojnih projekata. Pri tome je poseban naglasak stavljen na povezivanje plinskih sustava preko točke južne interkonekcije. Plinovod bi iz Zagvozda išao do Novog Travnika. To je početak realizacije projekta južne interkonekcije, odnosno spajanja plinovodnih sustava Hrvatske i BiH. Želja BH-Gasa je osigurati za BiH, sigurnost u opskrbi i drugi pravac opskrbe prirodnim plinom. Postojeći plinovod, koji ide od Zvornika star je već 40 godina, a razlog započinjanja ovog projekta je i diversifikacija izvora opskrbe. Izgradnjom ovog plinovoda BiH bi dobila mogućnost kupovati prirodni plin i iz drugih izvora, a ne samo ruski, kako je to bio slučaj do sada. Plinovod bi išao pravcem Travnik - Posušje te dalje prema Hrvatskoj, a bio bi uključen i odvojak za Mostar (www.energetika-net.com, 2017).

4.2.3. Srbija

Transport, distribuciju, skladištenje i trgovinu prirodnim plinom vrši plinska kompanija Srbijagas. Kompanija sa sjedištem u Novom Sadu, osnovana je 1. listopada 2005. godine odlukom Vlade Republike Srbije. Današnji Srbijagas nastao je u procesu restrukturiranja NIS-a (Naftna industrija Srbije), iz organizacijskih dijelova NIS-Gas, NIS-Energogas i NIS-Jugopetrol (Plinara i RJ Gas, Pančevo), koji su razvijali plinski sektor više od pedeset godina. Osnovne obveze Srbijagasa su: opskrba tržišta prirodnim plinom, razvoj i funkcioniranje transportnog, distributivnog i skladišnog sustava, razvoj mogućnosti za uspostavljanje novih pravaca i izvora opskrbe kroz povezivanje s transportnim sustavima zemalja u okruženju. Kao što je vidljivo na slici 3-9, potrošnja plina u Srbiji doseže 3 milijarde kubičnih metara godišnje i četverostruko nadmašuje proizvodnju. To ima za posljedicu da Srbija mora uvoziti većinu plina. Rusija se nametnula kao glavni dobavljač, kako na balkansko, tako naročito na srpsko tržište. Upravo je Gazprom taj koji posjeduje preko polovice dionica njihove jedine i najveće naftne kompanije. Plan Rusije je proširiti se na Balkan preko Makedonije. To se kao i narušeni politički odnos Hrvatske i Srbije postavlja kao otegotna okolnost za plasman plina na srpsko tržište (www.srbijagas.com).



Slika 4-2. Potrošnja plina u Srbiji (www.indexmundi.com, 2014)

4.2.4. Crna Gora

Crna Gora nema vlastite proizvodnje nafte i plina stoga u potpunosti ovisi o uvozu. Glavni energetski subjekti su Jugopetrol AD Podgorica, društvo koje je od 2002. godine s preko 50% dionica u vlasništvu grčke kompanije Hellenic Petroleum International AG. Činjenica je da Crna Gora nema dobro razvijenu plinsku infrastrukturu. Njeno tržište je malo i Crna Gora nastoji sudjelovati u regionalnim projektima čijom bi realizacijom imala financijsku korist. Jedan takav projekt je projekt izgradnje Jadransko-jonskog plinovoda (IAP), čijom izgradnjom je planirano spajanje Albanije, gdje bi se izvršila konekcija na Transjadranski plinovod TAP, Crne Gore, BiH s postojećom plinskom infrastrukturnom mrežom u Hrvatskoj. Na taj način bi plin, kao veoma značajan energent, došao i do Crne Gore, a čitav projekt će dobiti novu dimenziju ukoliko u crnogorskom podmorju budu pronađena komercijalna ležišta plina. Tu se ukazuje šansa Crne Gore da bude tranzitna, a i zemlja koja može ponuditi svoje rezerve plina na tržištu.

4.2.5. Mađarska

Domaća proizvodnja plina zadovoljavala je u 2011. godini oko 24% domaće potrošnje te se najviše oslanjala na uvoz iz Rusije. Proizvodnja je u stalnom padu od 1990. godine, kada je iznosila skoro 4,9 milijarde m³ da bi u 2011. godini proizvodnja iznosila oko 2,7 milijardi m³. U 2012. smanjena na 2,2 milijarde m³, da bi se u 2013. dodatno smanjila, na nešto manje od 2 milijarde m³. Godine 2014. očitano je dodatno smanjenje na 1,84 milijarde m³ a, 2015. proizvodnja stagnira te iznosi 1,8 milijardi m³. Prema projekciji

Cedigaza (*Natural Gas Information*), Mađarska ima 95 milijardi m³ dokazanih rezervi koje bi se crpile 40 godina uz zadržavanje proizvodnje na današnjoj razini (www.iea.org).

U 2005. godini potrošnja je iznosila 14,9 milijardi m³, a u 2016. godini 8,9 milijardi m³ što predstavlja smanjenje veće od 40%. U 2015. godini potrošnja je bila 8,3 milijarde m³. Kućanstva, odnosno stambeni sektor, najveći je potrošač plina u Mađarskoj. Potrošnja je najveća u hladnim zimskim mjesecima, kada mnoga kućanstva ovise o plinu za grijanje i ostale kućanske potrebe. Važan je i sektor transformacija koji troši oko 24% prirodnog plina, trgovina je odgovorna za 18,5% potrošenog plina, a industrija za oko 16,7% (BP-Statistical Review, 2017).

Mađarska, uvozi oko 78% potrebnih količina prirodnog plina ukupne potrošnje. U 2016. godini uvoz je iznosio oko 7,2 milijardi m³. Iako je Mađarska bila ovisna o uvozu plina iz Rusije (2009. godine 80% uvoza) u zadnjih nekoliko godina taj trend se promijenio, pa su se povećale količine uvezene iz zapadne Europe, a uvoz iz Rusije je u 2013. godini s oko 80% pao na samo 45% (BP-Statistical Review, 2017).

4.3. Ekonomska analiza gradnje odobalnog terminala na Krku

Analizirajući podatke proizvodnje i potrošnje, prirodnog plina u Republici Hrvatskoj (prema zadnjem godišnjem energetsom pregledu „Energija u Hrvatskoj 2015“) uočava se da Hrvatska sa sadašnjom proizvodnjom prirodnog plina zadovoljava čak 64% vlastitih potreba.

Proizvodnja: (1,603 milijarde m³)

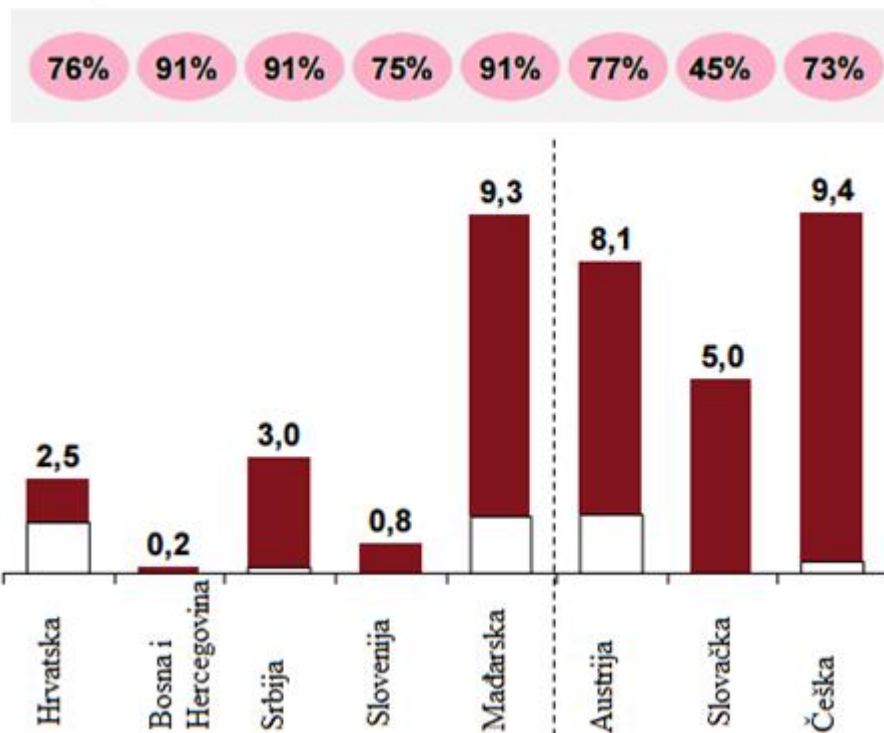
Potrošnja: (2,519 milijarde m³)



$$\frac{1,603}{2,519} = 0,64 = 64\%$$

Ostatak prirodnog plina nadoknađuje se iz uvoza, a iznosi 1,15 milijardi m³. Republika Hrvatska najviše uvozi ruski plin (76% od ukupno uvezenih količina).

Slika 4-3 prikazuje ukupnu potrošnju prirodnog plina u razmatranim državama (u milijardama m³) te udio ruskog plina u ukupnom uvozu pojedine zemlje.



Slika 4-3. Ukupna potrošnja prirodnog plina u mlrd. m³ i udio uvoza ruskog plina u postocima (www.ec.europa.eu, 2015)

Kako bi se ekonomski sagledala opravdanost izrade prihvatnog LNG terminala na otoku Krku potrebno je prikazati projekcije proizvodnje i potrošnje prirodnog plina u Hrvatskoj te zemljama u okruženju.

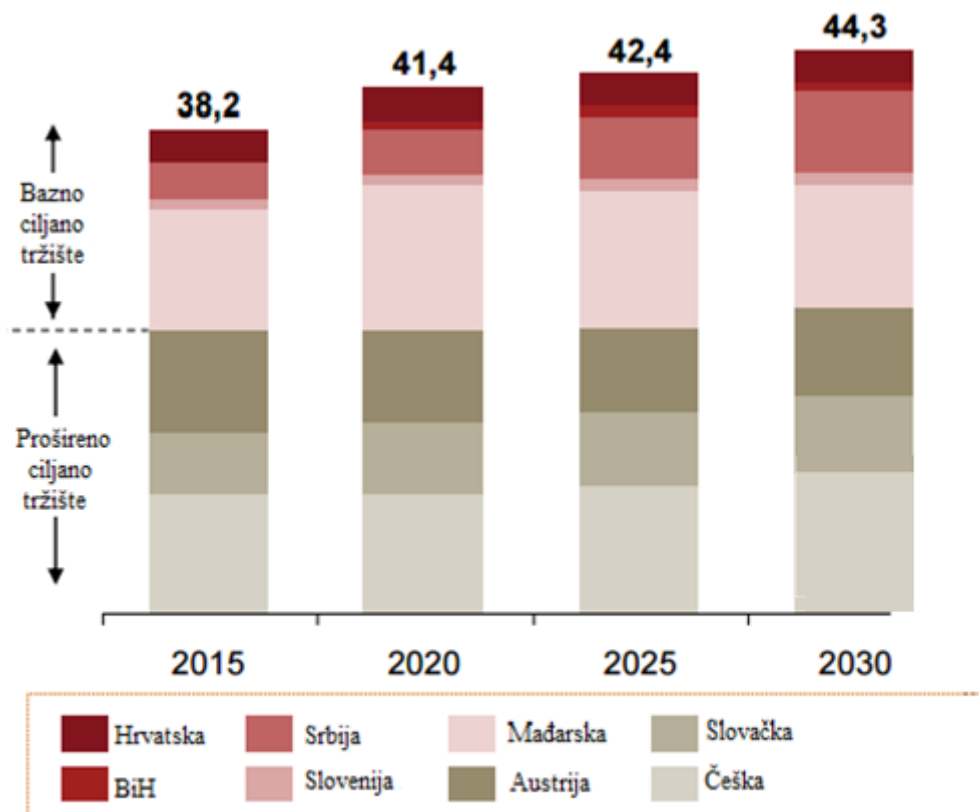
Projekcija potrošnje prirodnog plina u RH prikazana je na slici 4-4.

PROJEKCIJE BILANCE PRIRODNOG PLINA U RH 2014. - 2023.											
	mj. jed.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.
POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA	TWh	25,89	25,89	25,89	29,35	36,25	36,54	36,83	37,11	37,40	37,59
	10 ⁹ m ³	2,70	2,70	2,70	3,06	3,78	3,81	3,84	3,87	3,90	3,92
DOMAĆA PROIZVODNJA	TWh	13,59	12,32	11,44	10,51	9,36	8,50	7,71	6,99	6,35	5,76
	10 ⁹ m ³	1,42	1,28	1,19	1,10	0,98	0,89	0,80	0,73	0,66	0,60
UVOZ	TWh	12,30	13,57	14,45	18,84	26,89	28,04	29,12	30,12	31,05	31,83
	10 ⁹ m ³	1,28	1,42	1,51	1,96	2,80	2,92	3,04	3,14	3,24	3,32

Napomena: prilikom pretvorbe mjerne jedinice m³ u kWh korišten je prosječni pretvorbeni faktori iz 2013. godine (9,590057)

Slika 4-4. Projekcije proizvodnje, potrošnje i uvoza prirodnog plina u RH (www.eihp.hr, 2015)

Prema prvoj projekciji potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj trebala bi porasti sa 2,7 milijarde m³ (2017. godine) na čak 3,92 milijarde m³ (2023. godine), što je povećanje za 68,8 %.



Slika 4-5. Projekcije potrošnje prirodnog plina u RH i susjednim zemljama (milijarde m³/god) (www.eihp.hr, 2015)

Prema drugoj projekciji (slika 4-5) ukupna potrošnja prirodnog plina u Hrvatskoj i ostalim susjednim zemljama (Bosna i Hercegovina, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Slovačka i Češka) trebala bi porasti na 42,4 milijarde m³ 2025. godine, odnosno na 44,3 milijardi m³ 2030. godine.

Naravno, za potpunu analizu opravdanosti izrade potrebno je poznavati i cijene prirodnog plina i plina iz LNG-a te njihove projekcije koje će biti prikazane u daljnjem tekstu.

Ulazni podaci za pojednostavljenu analizu koja omogućava usporedbu troškova uvezenog prirodnog plina koji se transportira plinovodima i ukapljenog prirodnog plina prikazani su

u tablici 4-1. Pretpostavke za razumijevanje podataka u tablici navedene su u tekstu koji slijedi.

Prema podacima Eurostata RH je u 2016. godini proizvela oko 1,6 milijardi m³ prirodnog plina pa je za podmirenje potrošnje od 2,5 milijardi m³ trebala oko 0,9 milijardi m³ plina iz uvoza. Prosječna cijena 1 MMBtu prirodnog plina u 2016. godini na europskom tržištu bila oko 4,93 \$ (BP Statistical Review, 2017), dok je cijena ukapljenog plina bila iste godine oko 0,91\$/MMBtu veća (IGU, 2017) pa iznosi 5,84\$/MMBtu. Navedene trendove cijena potvrđuje i kvartalno izvješće Europske komisije o europskom tržištu plina (www.ec.europa.eu, 2017).

Pretpostavljeno je da će terminal za uplinjavanje započeti s radom 2019. godine. Podaci o cijeni plina za 2019. i 2023. godini preuzeti su iz predviđanja trenda promjene cijena plina Svjetske banke (knoema.com, 2017), a podaci o domaćoj proizvodnji sa slike 4-4. Budući na istoj slici postoje i podaci o predviđenoj potrošnji do 2023. godine za koju je sa stanovišta postojeće proizvodnje izvjesno da u budućnosti neće dosegnuti navedene vrijednosti, ti su podaci pretpostavljeni od strane autora diplomskog rada. Prema podacima Svjetske banke prosječna cijena prirodnog plina na europskom tržištu će 2019. godine iznositi 5,4 \$/MMBtu, a 2023. godine 6,2 \$/MMBtu. Cijena ukapljenog prirodnog plina će 2019. godine biti oko 6,6 \$/MMBtu, a 2023. godine 7,2 \$/MMBtu.

Budući da se bitno povećanja kapaciteta za ukapljivanje prema IGU (2017) očekuje u Australiji (u odnosu na 2016. godinu kada je zabilježena proizvodnja od 121,7x10⁶ tona ukapljenog plina/god do 2022. godine proizvedene količine će se povećati za 34%), u Rusiji (153% u odnosu na 10,8x10⁶ tona ukapljenog plina/god 2016. godine) i Sjedinjenim Američkim Državama (534% u odnosu na 10,5x10⁶ tona ukapljenog plina/god 2016. godine), a da su kupci australskog plina poznati jer su s njima sklopljeni dugoročni ugovori, a kupnja plina iz Rusije ne doprinosi diversifikaciji opskrbe, za pretpostaviti je da će se plin koji će se uplinjavati na hrvatskom odobalnom terminalu kupovati na „spot“ tržištu i da će to vrlo vjerojatno biti plin iz SAD. Bez obzira na manju cijenu plina u SAD-u, plin će se prodavati kupcu koji je spreman više platiti pa će ovisno o ponudi i potražnji, iako je u proračunu predviđena cijena ukapljenog plina na europskom tržištu, ta cijena možda biti i veća odnosno jednaka cijeni za japansko tržište.

Tablica 4-1. Podaci za analizu troškova uvezenog prirodnog plina koji se transportira plinovodima i ukapljenog prirodnog plina

	2016.	2019.	2023.
Proizvodnja domaćeg plina (milijarde m ³)	1,6	0,89	0,6
Potrošnja plina (milijarde m ³)	2,5	2,9	3,7
Potrošnja – proizvodnja (milijarde m ³)	0,9	2,01	3,1
Cijena prirodnog plina na europskom tržištu (\$/1 m ³)	0,202	0,222	0,255
Cijena ukapljenog prirodnog plina (\$/1 m ³)	0,240	0,270	0,296

*1 MMBtu=24,36 m³ prirodnog plina

PRORAČUN

1. Trošak uvoza plina u 2016. godini

$$0,9 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,202 \$ = 181\,800\,000 \$ = 1\,174\,428\,000 \text{ kn}$$

(prema tečajnoj listi HNB od 2.11. 2017. 1 \$ = 6,46 kn)

2. Trošak uvoza plina u 2019. godini

A) Slučaj da se sve potrebne količine podmire plinom transportiranim plinovodima

$$2,01 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,222 \$ = 446\,220\,000 \$ = 2\,882\,581\,200 \text{ kn}$$

B) Slučaj da se 40% potrebnih količina (prosječna „uposlenost“ terminala u 2016. godini) uveze preko terminala, a ostalih 60% plinovodima

$$2,01 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,4 \times 0,270 \$ = 217\,080\,000 \$ = 1\,402\,336\,800 \text{ kn}$$

$$2,01 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,6 \times 0,222 \$ = 267\,732\,000 \$ = 1\,729\,548\,720 \text{ kn}$$

$$\text{Ukupno: } 1\,402\,336\,800 \text{ kn} + 1\,729\,548\,720 \text{ kn} = 3\,131\,885\,520 \text{ kn}$$

Trošak uvoza plina u 2016. godini iznosio je 1 174 428 000 kn. Ostvare li se predviđanja te Republika Hrvatska u 2019. godini putem plinovoda uveze $2,01 \times 10^9 \text{ m}^3$ ukupni trošak bi iznosio 2 882 581 200 kn što je za 59% više u odnosu na 2016. godinu. U slučaju da se 40% potrebnih količina u 2019. godini uveze preko terminala, a ostalih 60% plinovodima, trošak uvoza plina iznosio bi 3 113 885 520 kn što je 62% više u odnosu na cijenu uvezenog plina u 2016. godini te u odnosu na plin uvezen putem plinovoda u 2019. godini 7% više.

3. Trošak uvoza plina u 2023. godini

A) Slučaj da se sve potrebne količine podmire plinom transportiranim plinovodima

$$3,1 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,255 \$ = 790 500 000 \$ = 5 106 630 000 \text{ kn}$$

B) Slučaj da se 40% potrebnih količina uveze preko terminala, a ostalih 60% plinovodima

$$3,1 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,6 \times 0,255 \$ = 474 430 000 \$ = 3 064 817 800 \text{ kn}$$

$$3,1 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,4 \times 0,296 \$ = 367 040 000 \$ = 2 371 078 400 \text{ kn}$$

$$\text{Ukupno: } 3 064 817 800 \text{ kn} + 2 371 078 400 \text{ kn} = 5 435 896 200 \text{ kn}$$

C) Slučaj da se zbog poremećaja u opskrbi 60% plina uveze preko terminala, a 40% plinovodima

$$3,1 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,6 \times 0,296 \$ = 550 560 000 \$ = 3 556 617 600 \text{ kn}$$

$$3,1 \times 10^9 \text{ m}^3 \times 0,4 \times 0,255 \$ = 316 200 000 \$ = 2 042 652 000 \text{ kn}$$

$$\text{Ukupno: } 3 556 617 600 \text{ kn} + 2 042 652 000 \text{ kn} = 5 599 269 600 \text{ kn}$$

Kroz prikazanu projekciju cijena plina, trošak uvoza plina putem plinovoda u 2023. godini iznosio bi 5 106 630 000 kn što je u usporedbi sa 2016. godinom povećanje od 77% te u odnosu na 2019. godinu povećanje od 43%. U slučaju da se 40% potrebnih količina uveze preko terminala, a ostalih 60% plinovodima trošak uvoza bi iznosio 5 435 896 200 kn što je za 43% više nego u 2019. godini. U slučaju da se zbog poremećaja u opskrbi 60% plina uveze preko terminala, a 40% plinovodima trošak uvoza iznosio bi 5 599 269 600 kn. Analizirajući slučaj B i C za 2023. godinu može se zaključiti da bi trošak plina za slučaj C porastao za 3%.

5. ZAKLJUČAK

Iako je u posljednje vrijeme, zbog pada i stagniranja cijena nafte i cijena plina manja, za očekivati je da će smanjenje proizvodnje u zemljama Europske unije među kojima je i Hrvatska utjecati na povećanu potražnju za plinom što će utjecati i na cijenu. Zato je vrlo važno osigurati dobavu plina iz više izvora. To je između ostalog i jedan od razloga zašto se u proteklih petnaestak godina utrostručio broj zemalja koje su izgradile terminale za uplinjavanje. Za očekivati je da će im se u doglednoj budućnosti priključiti i Hrvatska. Činjenica da potražnja za ukapljenim prirodnim plinom je uvijek bila veća od proizvodnje, a kako svi pokazatelji govore da će tako i dalje ostati, to sigurno utječe na cijenu plina.

Nakon što je Katar završio svoje projekte izgradnje terminala za ukapljivanje, a u doglednoj budućnosti će tako biti i s projektima u Australiji i Rusiji, nove značajnije količine ukapljenog plina će se pojaviti na tržištu iz Sjedinjenih Američkih Država koja planira veliku ekspanziju zbog ukapljivanja i izvoza plina proizvedenog iz škrljavaca. Budući da se Hrvatska kasno uključuje među sudionike trgovinom ukapljenim plinom mora biti spremna za kupnju plina na spot tržištu čije bi funkcioniranje i trendove već danas morala dobro razumjeti i pratiti.

Srbija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Mađarska i Slovenija su pogodni partneri za trgovanje, s relativno velikom potrošnjom nafte i prirodnog plina, a istovremeno s malom ili nikakvom proizvodnjom istih.

U radu je na temelju pojednostavljenog proračuna provedena analiza koliko bi Hrvatsku u budućnosti stajao uvoz potrebnih količina plina za različite pretpostavljene slučajeve. Činjenica je da će u početku rada terminala Hrvatska trebati manju količinu plina pa će biti vrlo važno pronaći klijente koji će zakupiti preostale kapacitete (oko dvije milijarde kubičnih metara) i uplinjavati plin za svoje potrebe na hrvatskom terminalu. S vremenom će Hrvatska imati sve veću potrebu za dodatnim plinom te će to značiti, mogući raskid nekih ugovora s klijentima te je važno na vrijeme definirati poslovnu politiku terminala.

6. LITERATURA

1. FRANKLIN, D., REEVE, H., MCCLURE, A., HUBBARD, B., 2010. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 6-9 May 2010.
2. HANS, Y. S. H, JUNGHAN, L., YUNGSOO, K., 2002. Offshore Technology Conference, Houston USA, Texas, 6-9 May 2002.
3. PERIĆ, M., 2007. Englesko-hrvatski enciklopedijski rječnik istraživanja i proizvodnje nafte i plina, Zagreb: INA Industrija nafte d.d.
4. Plinacro, 2015., Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2015. – 2024.
5. PROŠTENIK, D., FRANČIĆ, G., 2011. Mogućnost primjene LNG RV tehnologije na plinskom transportnom sustavu. 26. međunarodni znanstveni skup stručnjaka za plin, Opatija, 04-05.05.2011. Zagreb: Plinacro
6. SIMON, K., 2016. Sabiranje i transport nafte i plina II. Bilješke s predavanja. Zagreb: Rudarsko–geološko–naftni fakultet.
7. WAYNE, W.S., 2003. Modification of LNG Carriers for Regasification, Houston, Texas, 5-8 May 2003.

Internetski izvori:

1. BRITISH PETROLEUM, 2017. BP Statistical Review of World Energy, URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy_economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf (3.7.2017)
2. SONGHURST, B, 2017. The Outlook for Floating Storage and Regasification Units URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/07/The-Outlook-for-Floating-Storage-and-Regasification-Units-FSRUs-NG-123.pdf> (1.7.2017)
3. EIHP, 2011. Godišnji energetske pregled: Energija u Hrvatskoj 2011 URL: <https://www.mingo.hr/userdocsimages/energetika/ENERGIJA%20U%20HRVATSKOJ%202011.pdf> (6.7.2017)
4. EIHP, 2015. Godišnji energetske pregled: Energija u Hrvatskoj 2013 URL: <http://www.eihp.hr/wp-content/uploads/2015/02/Energija2013.pdf> (8.7.2017)
5. EIHP, 2016. Godišnji energetske pregled: Energija u Hrvatskoj 2015.

- URL: <http://www.eihp.hr/wp-content/uploads/2016/12/Energija2015.pdf>
(1.7.2016)
6. EKONERG, Institut za energetiku i zaštitu okoliša, 2017.
URL: http://mzoip.hr/doc/studija_o_utjecaju_na_okolis_36.pdf (12.11.2017)
7. ENERGETIKA-NET, 2017.
URL: <http://www.energetika-net.com/vijesti/plin/bih-i-hrvatska-povezat-ce-se-magistralnim-plinovodom-24691> (9.7.2017)
8. ENERGY COMMUNITY, 2015.
URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/search/site/bosnia> (3.7.2017)
9. EUROPEAN COMMISSION, 2016. Quarterly Report on European Gas Markets
URL:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2016.pdf (4.8.2017)
10. EXCELERATE ENERGY, 2015. Mina Al-Ahmadi GasPort
URL: <http://excelerateenergy.com/project/mina-al-ahmadi-gasport/> (8.8.2017)
11. EXCELERATE ENERGY, 2016a. Floating Regasification
URL: <http://excelerateenergy.com/fsru/> (8.8.2016)
12. EXCELERATE ENERGY, 2016b. Guanabara Bay LNG Import Terminal
URL: <http://excelerateenergy.com/project/guanabara-bay-lng-import-terminal/>
(8.8.2017)
13. EXCELERATE ENERGY, 2016c. Port Quasim LNG Import Terminal
URL: <http://excelerateenergy.com/project/port-qasim-lng-import-terminal/> (8.8.2017)
14. EXMAR, 2015. Annual Report 2014.
URL: <http://www.exmar.be/en/all-exmar-fleets/fsru-toscana> (1.7.2017)
15. GEOPLIN, 2016.
URL: <http://www.geoplin.si/sl/zemeljski-plin/slovenski-trg> (7.7.2017)
16. IGU, 2017., World LNG Report
URL: https://www.igu.org/sites/default/files/103419World_IGU_Report_no%20crops.pdf
(20.9.2017)
17. INDEKS MUNDI, 2014.
URL: <http://www.indexmundi.com/serbia/> (7.8.2017)
18. LNG WORLD NEWS, 2016a. Gas Entecdelivers Bali LNG FRU
URL: <http://www.lngworldnews.com/gas-entec-delivers-bali-lng-fru/> (23.7.2017)
19. LNG WORLD NEWS, 2016b. Lithuania: Lithuania gets first 2016 LNG CHARGO

- URL: <http://www.lngworldnews.com/lithuania-gets-first-2016-lng-cargo/> (21.7.2017)
20. ROPEPCA, Petroleum Companies
URL: <http://www.ropepca.ro/en/articole/fsru-independence-a-historic-milestone-for-lithuanian-energy-security/22/> (28.7.2017)
21. URL 1: <https://knoema.com/ncszerf/natural-gas-prices-forecast-long-term-2017-to-2030-data-and-charts> (26.10.2017)
22. WHITE, J, 2017., Developing and implementing floating regasification and liquefactions projects
URL: http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17proceedings/17-2-John_White.pdf (20.9.2017)
23. WORLD ENERGY OUTLOOK, 2016.
URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlook2016ExecutiveSummaryEnglish.pdf> (20.8.2017)

IZJAVA

Ovom izjavom izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno na temelju znanja i vještina stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu Sveučilišta u Zagrebu, služeći se navedenom literaturom.

Marko Andrić