Specifičnosti odobalnih postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina

Ivanišević, Luka

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:169:332331

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-04-18**

Repository / Repozitorij:

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

SPECIFIČNOSTI ODOBALNIH POSTROJENJA ZA UKAPLJIVANJE PRIRODNOG PLINA

Diplomski rad

Luka Ivanišević

N-213

Zagreb, 2017.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

SPECIFIČNOSTI ODOBALNIH POSTROJENJA ZA UKAPLJIVANJE PRIRODNOG PLINA

LUKA IVANIŠEVIĆ

Diplomski rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Prirodni plin se sve češće koristi u svjetskoj opskrbi energijom. Kako bi se odjednom proizvela što veća količina plina razvijena je tehnologija ukapljivanja prirodnog plina. Potreba za iskorištavanjem rezervi plina „zarobljenih“ u dubokim vodama ili teškim okolišnim uvjetima dovela je do razvoja plutajućih postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina. Takva postrojenja nalaze se blizu plinskog polja u dubokom moru, a proizvedeni plin se ukapljuje na vrhu te plutajuće jedinice. Postrojenje sadrži i spremnike za ukapljeni prirodni plin, ukapljeni naftni plin i kondenzat, te je opremljeno s opremom za pretakanje navedenih produkata na brodove za transport do postrojenja na uplinjavanje. U radu su opisane specifičnosti odobalnih postrojenja te neke njihove glavne komponente, kao i postojeća postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina.

Ključne riječi: odobalna postrojenja, UPP, spremnici, procesi ukapljivanja, Prelude, PFLNG1.

Diplomski rad sadrži: 56 stranica, 20 slika i 24 reference.

Jezik izvornika: Hrvatski

Mentor: Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica

Ocjenjivači: 1. Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica
2. Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor
3. Dr. sc. Vladislav Brkić, docent

Datum obrane: 27. rujan 2017., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology
and Petroleum Engineering

Master's Thesis

SPECIFICITIES OF OFFSHORE LIQUEFACTION FACILITIES

LUKA IVANIŠEVIĆ

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

Abstract

Natural gas usage in world energy supply is on the increase.In order to produce at once a greater the amount of gas, the technology of liquefaction of natural gas has been developed. The need to exploit "captured" gas reserves in deep water or severe environmental conditions has led to the development of a floating liquefied natural gas terminal (FLNG). Such terminals are located near the gas field in the deep sea, and the produced gas is liquefied on top of that floating unit. Also, the facility contains liquefied natural gas, liquefied petroleum gas and condensate tanks, and is equipped for offloading these products on ships for transport to a regasification unit. This Thesis describes the specificities of floating liquefaction facilities and some of their main components. Also, existing floating liquefaticon facilities are described.

Keywords: offshore facilities (FLNG), LNG, tanks, liquefaction process, Prelude, PFLNG1

Thesis contains: 56 pages, 20 figures and 24 references

Original in: Croatian

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: Semptemner 27th, 2017, Faculty of Mining, Geology and Petroleum engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS SLIKA I

POPIS KRATICA II

1. UVOD 1

2. TRŽIŠTE UKAPLJENOG PRIRODNOG PLINA U SVIJETU 3

2.1. TERMINALI ZA SKLADIŠTENJE I UPLINJAVANJE UPP-a 5

2.2. TERMINALI ZA UKAPLJIVANJE 7

3. ZAŠTO PLUTAJUĆI TERMINAL ZA UKAPLJIVANJE PRIRODNOG PLINA? 10

3.1. TROŠKOVI I FINANCIRANJE PROJEKATA 16

3.2 TROŠKOVNI INDIKATORI FLNG PROJEKTA 19

4. PROCESI ZA UKAPLJIVANJE 22

4.1. PROCES S DVA MJEŠOVITA RASHLADNA SREDSTVA-DMR 23

4.3. PROCES S EKSPANZIJOM DUŠIKA 25

5. IZGLED PLUTAJUĆEG POSTROJENJA 28

5.1 TRUP POSTROJENJA 30

5.2 SPREMNICI 35

5.1.1. Samonosivi spremnici 35

5.1.2. Prizmatski spremnici tipa B 36

5.1.3. Membranski spremnici 36

5.3. PRETAKANJE UPP-A 40

5.3.1. Usporedo povezivanje postrojenja i broda 42

5.3.2. Tandemsko povezivanje postrojenja sa sredinom broda 43

5.3.3. Tandemsko povezivanje sa sustavom opterećena pramca 43

6. POSTOJEĆI TERMINALI 45

6.1. PETRONAS FLNG 45

6.2. PRELUDE 48

7. ZAKLJUČAK 52

8. LITERATURA 54

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Kretanja cijena prirodnoga plina i UPP-a po godinama. 4
Slika 2-2. Broj zemalja uvoznica i izvoznica te ukupan promet UPP-om kroz povijest..... 5
Slika 2-3. Povijesni pregled svjetskih kapaciteta za uplinjavanje te prosječna iskoristivost kapaciteta 6
Slika 2-4. Svjetski kapaciteti ukapljivanja prirodnog plina izgrađenih u razdoblju od 1990. do 2020. godine 8
Slika 3-1. Lokacije potvrđenih, vjerojatnih i mogućih svjetskih FLNG projekata 11
Slika 3-2. Usporedba odobalnog i kopnenog postrojenja za ukapljivanje 12
Slika 3-3. Histogram podataka za FLNG 17
Slika 3-4. Prikaz pojedinih dijelova i procesa FLNG postrojenja za ukapljivanje..... 19
Slika 4-1. Shematski prikaz Shellov-og DMR procesa za ukapljivanje..... 24
Slika 4-2. AP-NTM proces za ukapljivanje..... 25
Slika 5-1. Shema FLNG postrojenja..... 29
Slika 5-2. Karakteristike pojedinih vrsta spremnika za skladištenje ukapljenog prirodnog plina 38
Slika 5-3. Prikaz dva usporedna reda spremnika..... 39
Slika 5-4. Testiranje 16“-og kriogenog zračnog crijeva..... 41
Slika 5-5. Usporedo povezivanje..... 42
Slika 5-6. Tandemsko povezivanje sa sustavom opterećenja pramca 44
Slika 5-7. Istovar preko plutače..... 44
Slika 6-1. Komponente PFLNG1 postrojenja 46
Slika 6-2. Raspored opreme na plutajućem odobalnom postrojenju za ukapljivanje prirodnog plina 49
Slika 6-3. Podvodna proizvodna infrastruktura Prelude postrojenja..... 50

POPIS KRATICA

APCI - Air Products & Chemicals Incorporated

ADBT- Aluminijski dvopregradni spremnik- (*engl. Aluminium double barrier tank*)

CAPEX- Osnovna sredstva- (*engl. Capital Expenditure*)

CAS- Sustav za pomoć pri spajanju (*engl. Connection assisting system)*

BAHX- Izmjenjivač topline od lemljenih aluminijskih ploča- (*engl. Brazed aluminium plate-fin heat exchangers*)

DEC- Dizajn s obzirom na uvjete okoline- (*engl. Design environmental conditions*)

DOC- Dizajn za radne uvjete- (*engl. Design operating conditions*)

DMR- Proces s dva miješana rashladna sredstva- (*engl. Dual Mixed Refrigerant Process*)

EPC- Kompanija za projektiranje, nabavu i konstrukcije- (*engl. Engineering, procurement and construction*)-

FDF- Faktor trajanja poveznica- (*engl. Fatigue design factor*)

FLNG- Plutajući terminal za ukapljivanje prirodnog plina- (*engl. Floating liquefied natural gas terminal*)

FPSO- Plutajuće postrojenje za proizvodnju, skladištenje i pretovar nafte- (*engl. Floating production, storage and offloading unit*)

FSRU- Plutajući prihvatni terminali za uplinjavanje i skladištenje – (*engl. Floating Storage and Regasification Uni*t)

HVAC- Sustav grijanja, ventilacije i klimatizacije usisanog zraka- (*engl. Heating, ventilation and air conditioning*)

IEA- Svjetska energetska agencija- (*engl. International Energy Agency*)

MCHE- Glavni kriogenički izmjenjivač topline- (*engl. Main Cryogenic Heat Exchanger*)

mmBtu- Millions of the British Thermal Unit

NGL- Visokomolekularni ugljikovodici- (*engl. Natural Gas Liquids*)

OPEX- Operativni troškovi- (*engl. Operational Expenditure*)

ppm- dio po milijunu- (*engl. parts per million*)

$/TPA- Američkih dolara po toni godišnje- (*engl. US dollars per tonne per annum*)

UNP – ukapljeni naftni plin

UPP – ukapljeni prirodni plin

1. UVOD

Plinska industrija se trenutno nalazi u vrlo turbulentnom vremenu s obzirom na neočekivane promjene u cijenama tog energenta na svjetskom tržištu. Na plinskim poljima koja su udaljena od kopna ili nisu spojena na infrastrukturu koja bi omogućila transport i prodaju prirodnog plina bi bilo ekonomično primijeniti odobalne terminale za ukapljivanje proizvedenog prirodnog plina (*engl. The Floating Liquefied Natural Gas Terminals,u nastavku FLNG*). Takvo postrojenje nalazi se blizu plinskog polja u dubokom moru, a proizvedeni plin se ukapljuje na vrhu plutajuće jedinice. Razvoj takvih postrojenja otvara nove poslovne mogućnosti za zemlje koje teže razvoju plinskih ležišta i kompanija čije se poslovanje bazira prvenstveno na plinu, a osigurat će i više plina na tržištu. FLNG je komplementaran kopnenom postrojenju, a stručnjaci vide ogroman potencijal za razvoj navedene tehnologije u širem području Azijsko-pacifičke regije, Južne Amerike i Afrike.

Tržište plina složenije je od tržišta nafte. Ta karakteristika ima značajan utjecaj na odluku za razvoj plinskih polja jer zahtijeva od operatora da potpisuju dugoročno ugovore o prodaji kao dio razvojne sheme. Neki od glavnih faktora koji utječu na odluku o razvoju polja su: ukupne pridobive rezerve, izvodljivost proizvodnje s proizvodnim postrojenjem kao i dostupnost tehnologije, lokalna pravila (regulacije i poticaji), razvoj cjelokupnog lanca za transport plina do tržišta (plinovodi i LNG brodovi) te potreba za kupcima. U zadnjih nekoliko godina mnoge zemlje doživjele su nalet novih projekata, a od svih tih silnih planiranja, samo nekoliko je ugledalo svijetlo dana. Razlozi zašto izabrati FLNG umjesto kopnenog su: ograničena infrastruktura kopnenog postrojenja, manji troškovi, poboljšana sigurnost, udaljenost od obale i manji utjecaj na okoliš. FLNG je relativno novi koncept koji je rezultat rasta tržišta UPP-a te otkrića velikih plinskih polja u dubokom moru, ili naftnih polja sa značajnim količinama vezanog plina (Gervois et al., 2005).

Kompanija Shell kao pionir i lider u LNG industriji, bila je uključena u gradnju prvog komercijalnog kopnenog UPP postrojenja 1964. godine i od tada je nastavila s projektiranjem i gradnjom takvih postrojenja. Tako se 2009. godine odlučila na gradnju prvog odobalnog postrojenja za ukapljivanje, pod nazivom Prelude, koji bi sa radom trebao početi krajem ove godine. Ipak, prvo aktivno odobalno postrojenje za ukapljivanje prirodnog plina postao je Petronasov PFLNG1 koje je s radom započelo tijekom 2017. godine.

U diplomskom radu će se prikazati razlozi i specifičnosti gradnje ovakvih postrojenja, a na kraju će biti opisane karakteristike postojećih terminala i terminala u izgradnji.

2. TRŽIŠTE UKAPLJENOG PRIRODNOG PLINA U SVIJETU

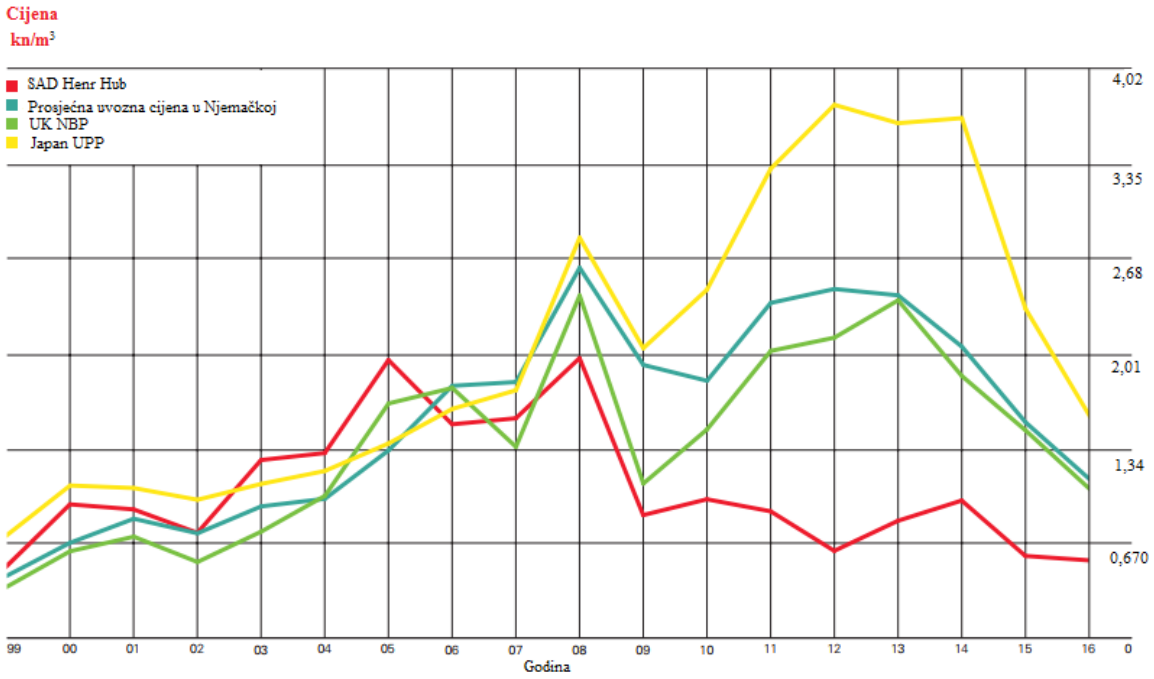
Ukupna potražnja za prirodnim plinom je od 2000. godine rasla 2,7 % godišnje, a potražnja za ukapljenim prirodnim plinom (UPP) čak za 7,6 % godišnje. Prema energetskim analizama Exxon Mobile-a iz 2013. godine, prirodni plin će do 2040. godine biti energent s najvećom godišnjom stopom rasta tako da će se potražnja za njim povećati za 65 %. Uz to, pretpostavlja se da će preuzeti primat od ugljena kao primarnog izvora energije u proizvodnji električne energije. Uz takav rast proizvodnje i potražnje UPP-a mijenjat će se i način trgovine. Bilateralni ugovori između proizvođača i kupca koji se sklapaju na duže vremensko razdoblje i koji podrazumijevaju veće količine UPP-a sve će se manje upotrebljavati, a naglasak će biti na burzama, na čijim spot tržištima će se prodavati velike količine UPP-a. Na taj način će se povećati likvidnost tržišta čime će samo tržište UPP-a postati zrelije, fleksibilnije i otvorenije, a u konačnici će ostvariti veće prihode za one koji na njemu trguju.

Jedan od ključnih mehanizama koji će tržište UPP-a voditi ka većoj likvidnosti su plutajući terminali za uplinjavanje prirodnog plina (*engl. Floating, Storage and Regasification Unit, u nastavku FSRU*), čiji je razvoj započe još 2005. godine. Trenutno je aktivno petnaest takvih terminala, a jedanaest je u procesu izgradnje. Potencijal u ovom sektoru je vrlo velik i procjenjuje se da će u slijedećih pet do deset godina biti izgrađeno još četrdesetak FSRU jedinica. Uzroci takvom širenju su relativno niska kapitalna ulaganja u odnosu na kopneni terminal za uplinjavanje (Eisbrenner et al, 2014).

Prema izvješću Svjetske energetske agencije (*engl. International Energy Agency, IEA*) iz 2012. godine, procijenjeno je da će novi projekti terminala za ukapljivanje pojačati izvozne kapacitete UPP-a na oko 480 milijardi m^3 do kraja 2018. godine. IEA u tom izvješću također prognozira da će trgovina UPP-om do 2035. činiti gotovo 50 % svjetske trgovine prirodnim plinom. Prema najnovijem izvješću Međunarodne unije za plin (*engl. International Gas Union, IGU)* iz 2017. godine za 2018. godinu, projekcije ipak se neće ostvariti jer su izvozni kapaciteti UPP-a iznosili su 334 milijarde m^3, što je za oko 150 milijardi m^3 manje od predviđenih količina prije pet godina.

Cijena UPP-a na tržištu nije striktno definirana, isto kao ni cijena prirodnog plina. Cijena prirodnog plina i UPP-a i dalje se različito određuju u određenim regijama svijeta te je zbog toga cijena UPP-a u npr. Japanu različita od cijene UPP-a u Sjevernoj Americi ili u

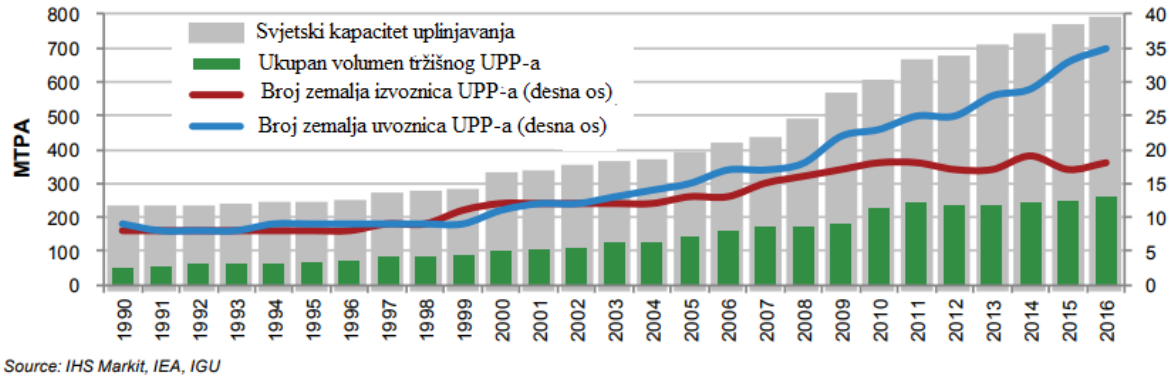
Europi. Na cijenu UPP-a utječu razni čimbenici među kojima su: ponuda, potražnja, troškovi transporta, geografski smještaj proizvodnog plinskog polja, geopolitika itd. Cijena sjevernoameričkog plina određuje se s obzirom na cijenu prirodnog plina na Henry hubu, dok je cijena prirodnog plina i UPP-a u Aziji povezana s cijenom nafte. Cijene UPP-a u Aziji pratit će i dalje kretanje cijene nafte, ali s vremenskim odmakom od tri do pet mjeseci. Cijena plina postavljena na Henry hubu izražava se u $/mmBtu (*engl. millions of British Thermal units*). Pretvorbeni faktor u kn/m^3 iznosi 0,2333, s tim da je srednji devizni tečaj dolara ($) preuzet sa službene stranice HPB-a na dan 28. srpnja 2017. godine kada je iznosio 6,324 kn. Primjetno je da je za vrijeme svjetske ekonomske krize tj. u 2008. godini prvi put probijena cijena od 2,33 kn/m^3 (10 $/mmBtu) dok je cijena UPP-a na azijskom tržištu svoj vrhunac dosegnula 2012. godine, nakon eksplozije u nuklearnoj elektrani u Fukushimi (3,743 kn/m^3) (slika 2-1). Pad cijena nafte u razdoblju od 2014. do 2016. godine uzrokovao je pad cijena UPP-a na azijskom tržištu te je na kraju 2016. godini cijena pala sve do 1,72 kn/m^3 (BP Statistical Review, 2017)



Slika 2-1. Kretanja cijena prirodnoga plina i UPP-a po godinama. (BP Statistical Review, 2017)

Prema podacima s početka 2017. godine vidljivo je povećanje prometa UPP za 18 milijardi m^3 u 2016. godini u odnosu na prethodnu godinu te ukupni promet UPP-om iznosio 356

milijardi m^3. Slika 2-2. prikazuje broj zemalja uvoznica i izvoznica te ukupni promet UPP-om kroz povijest. Na lijevoj ordinati prikazan je kapacitet plina u milijunima tona ukapljenog prirodnog plina godišnje, dok će se u daljnjem tekstu kapacitet i količine plina izražavati u milijardama m^3 plina u plinovitom stanju, a pretvorbeni faktor iznosi 1,38. U 2016. godini ukupno 18 država smatralo se izvoznicama, a država koja je ponovno započela s izvozom UPP-a je Angola, dok je Jemen od travnja 2015. godine obustavio izvoz. Broj država uvoznica se 2016. godine povećao u odnosu na 2015. godinu, a zemlje uvoznici UPP-a su postale Egipat, Jamajka, Jordan, Pakistan i Poljska. U 2016. godini je ukupno 35 država uvozilo UPP (IGU World LNG Report, 2017).



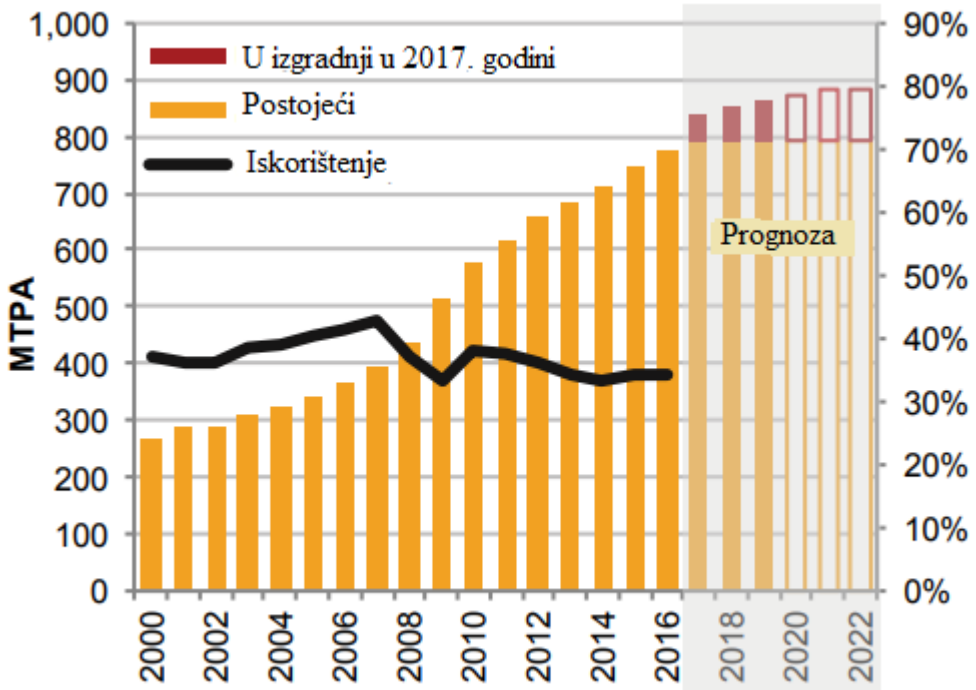
Slika 2-2. Broj zemalja uvoznica i izvoznica te ukupan promet UPP-om kroz povijest (IGU World LNG Report, 2017)

2.1. TERMINALI ZA SKLADIŠTENJE I UPLINJAVANJE UPP-a

S FSRU terminalima promijenilo se tržište plina na način da se povećala njegova fleksibilnost u smislu relativno kratkih infrastrukturnih ugovora, najčešće oko 5 godina, a to je rezultiralo i kratkoročnim ugovorima o opskrbi UPP-om. Takva postrojenja pridonijela su dinamičnosti tradicionalnog UPP lanca, te se pretpostavlja da će se upravo zahvaljujući takvim projektima u narednim godinama povećati potrošnja UPP-a.

FSRU postrojenja uglavnom koriste zemlje koje se tek uključuju na tržište UPP-a. Na kraju 2015. godine, 14 od ukupno 33 zemlje uvoznice UPP-a posjedovale su odobalna postrojenja, i to ukupno njih 20 postrojenja s kapacitetom uplinjavanja od 140 milijardi m^3

godišnje. Ukupni kapacitet uplinjavanja u 2015. godini povećao se za 33 milijardi m^3 i na svjetskoj razini dosegao je vrijednost od $1,04x10^{12}$ m^3 (slika 2-3.). Prema podacima s kraja 2015. godine, u 2016. godini trebalo je biti dovršeno ukupno jedanaest novih postrojenja, od čega sedam u Kini, i po jedan na Francuskoj,Grčkoj, Japanu i u Kolumbiji što bi povećalo svjetske kapacitete uplinjavanja UPP-a za 59 milijardi m^3 (IGU World LNG Report, 2016). Od navedenih terminala za uplinjavanje, u 2016. godini puštena su u rad samo njih četiri, i to po jedan u Kini, Japanu i Kolumbiji te odobalno postrojenje u Poljskoj koja je time postala uvoznica UPP-a. Tako da se od najavljenih 59 milijardi m^3 u 2016. godini, zapravo ostvarilo samo nešto više od 30 milijardi m^3. Prosječna iskoristivost svjetskih kapaciteta za uplinjavanje UPP-a u 2016. godini bila je oko 34% što je približno isto kao i godinu ranije, što se može vidjeti na slici 2-3. Početkom 2017. godine puštena su u rad još tri terminala, i to po jedan u Francuskoj, Turskoj i Južnoj Koreji, te se svjetski kapacitet povećao za dodatnih 25 milijardi m^3, te je ukupni kapacitet uplinjavanja UPP-a na početku ove godine dosegao vrijednost od $1,097x10^{12}$ m^3. U fazi potvrđivanja i konstrukcije nalazi se trinaest novih kopnenih terminala, šest FSRU i četiri proširenja na postojećim terminalima, a njihov ukupni kapacitet iznosi 125 milijardi m^3. Iako se 85% od navedenog kapaciteta nalazi u postojećim zemljama uvoznicama, očekuje se da će uvoznici po prvi puta postati Bahrein, Rusija i Filipini (IGU World LNG Report, 2017).

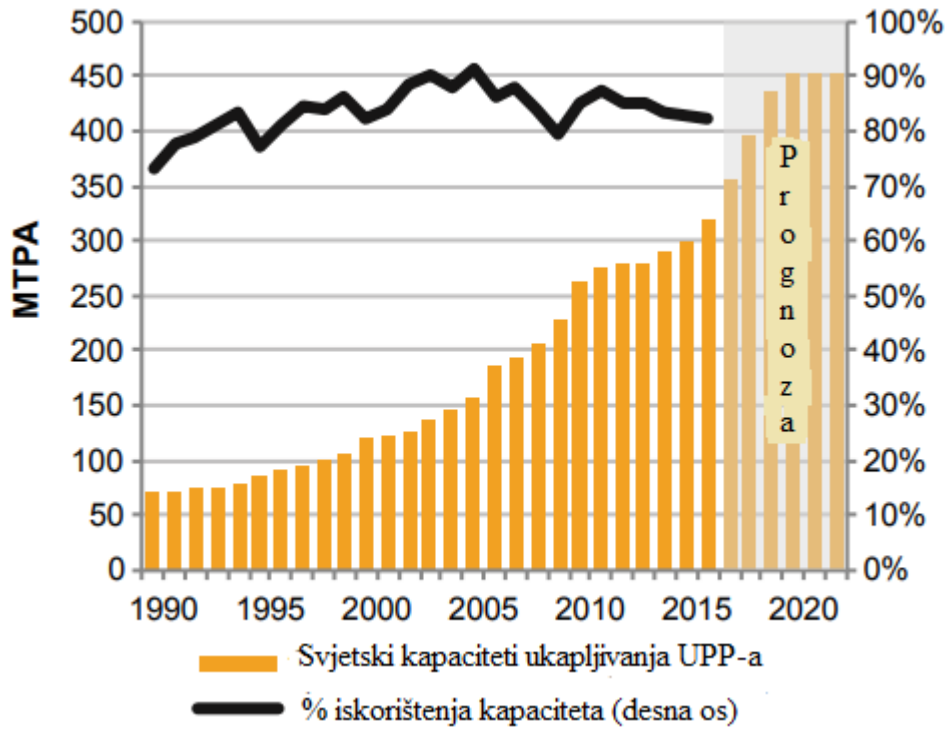


Slika 2-3. Povijesni pregled svjetskih kapaciteta za uplinjavanje te prosječna iskoristivost kapaciteta (IGU World LNG Report, 2017)

2.2. TERMINALI ZA UKAPLJIVANJE

Početkom 2016. godine nominalni kapacitet ukapljivanja na godišnjoj razini iznosio je 415 milijardi m^3 na 25 postrojenja s ukupno 70 jedinica za ukapljivanje. Zahvaljujući dvama novim postrojenjima u Australiji i jednom u Indoneziji zabilježeno je povećanje u odnosu na 2015. godinu. Bilo je predviđeno da se tijekom 2016. godine pusti u rad deset novih jedinica za ukapljivanje s ukupnim kapacitetom od 63 milijardi m^3 godišnje. Od deset jedinica, šest ih je smješteno u Australiji čiji su se kapaciteti za ukapljivanje kroz 2015. povećali za dodatnih 44 milijardi m^3 (IGU World LNG Report, 2016). No, u 2016. godini u Australiji su od planiranih šest, puštena u rad svega tri terminala ukupnog kapaciteta ukapljivanja 24,4 milijardi m^3, dok je po jedno pušteno u rad u SAD-u i Maleziji. Zato kapacitet ukapljivanja na svjetskoj razini iznosi 468,7 milijardi m^3, što je za 10-ak milijardi manje od predviđenih 478 milijardi m^3, a razlog tomu je neuravnoteženo tržište, niže cijene nafte te neizvjesna potreba za dugoročnom potražnjom. Trenutno su u izgradnji terminali diljem svijeta ukupnog kapaciteta 158 milijardi m^3, od toga je polovica u SAD-u, 30% u Australiji, a tu su još i projekti u Rusiji, Maleziji, Indoneziji i Kamerunu. No, teško je za očekivati da će svi ti terminali početi s radom u 2017., pa čak i u 2018. godini (IGU World LNG Report, 2017).

Najveće kapacitete za ukapljivanje i dalje ima Katar, uz najveću iskoristivost. Odmah iza Katara je Australija, koja uz najavljenih pet terminala do 2018. godine ima namjeru prestići Katar i postati svjetski lider po količini ukapljenog plina. Među prvih pet zemalja su tri iz azijsko-pacifičke regije (Australija, Indonezija, Malezija). Sve tri zemlje imaju relativno veliku iskoristivost svojih kapaciteta, što je prikazano na slici 2-4. Četiri afričke zemlje raspolažu kapacitetima za ukapljivanje, s tim da najveći kapacitet ima Alžir, zatim Nigerija, Egipat i na kraju Angola. Iskoristivost kapaciteta kod ovih zemalja je poprilično mala (osim Nigerije). Alžir je iskoristivost svojih kapaciteta u 2015. godini smanjio na ispod 50% zbog remontnih radova na određenim jedinicama dok su Egipat i Angola 2015. godine prestali s ukapljivanjem prirodnoga plina (IGU World LNG Report, 2017).



Slika 2-4. Svjetski kapaciteti ukapljivanja prirodnog plina izgrađenih u razdoblju od 1990. do 2020. godine (IGU World LNG Report, 2017)

Na početku 2016. u izgradnji su bila četiri postrojenja za odobalno ukapljivanje prirodnog plina. Prvo postrojenje koje je isplovilo iz svoje matične luke u Južnoj Koreji i zaputilo se prema plinskom polju Kanowit, 180 kilometara od otoka Borneo, bilo je Petronas Floating LNG 1 (PFLNG 1) postrojenje. Ovo postrojenje je u vlasništvu malezijske tvrtke Petronas te će kao takvo za 1,6 milijardi m^3 povećati ukupne malezijske kapacitete za ukapljivanje, a pušteno je u probni rad početkom ove godine.

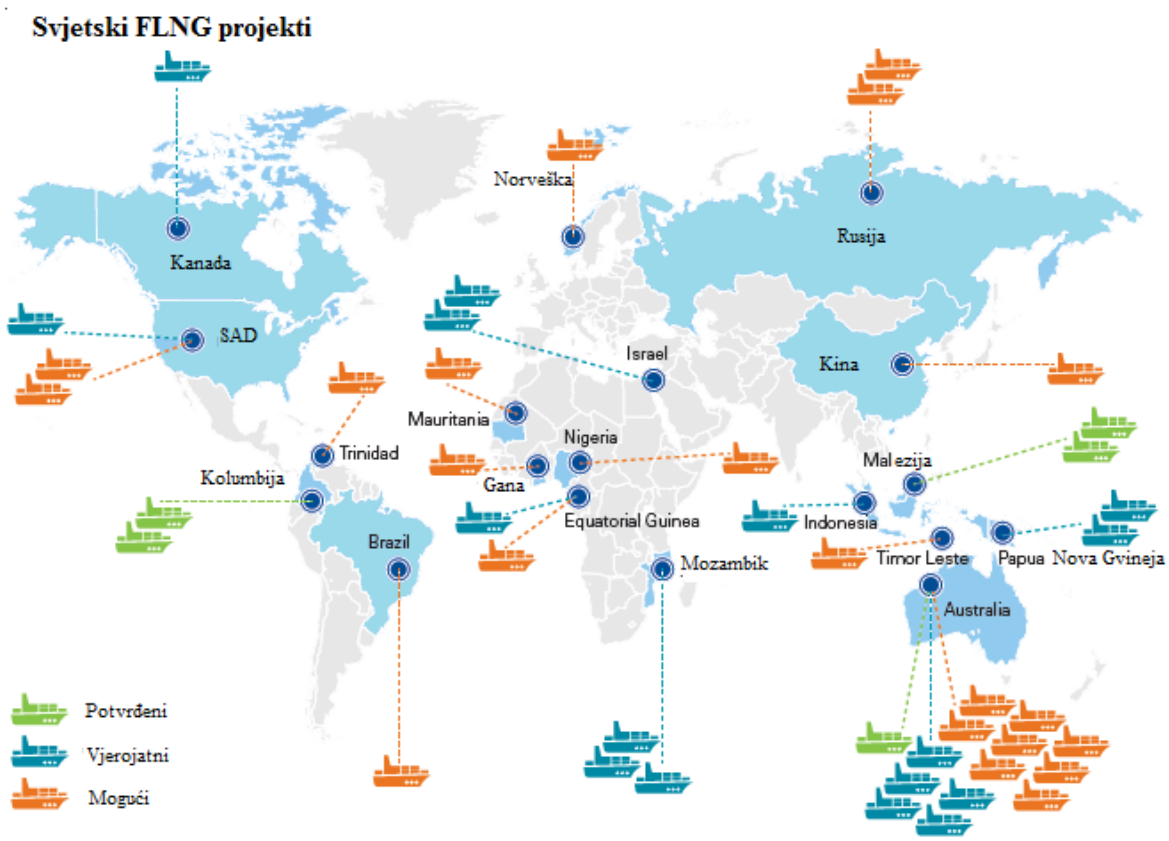
Osim ovog postrojenja do kraja 2018. godine trebala bi biti puštena u rad još tri odobalna postrojenja. Najveće od njih, a ujedno i drugo koje bi trebalo biti pušteno u rad je Prelude postrojenje koje je izgradila kompanija Shell i koje će ukapljivati prirodni plin s polja Prelude i Concerto, 200 kilometara sjeverozapadno od obale Australije. Treće je postrojenje koje bi s radom trebalo započeti 2017. godine u Kamerunu s kapacitetom ukapljivanja od 3,3 milijardi m^3 godišnje. Kompanija Petronas je namjeravala u 2018. godini pustiti u rad svoje drugo odobalno postrojenje (PFLNG 2) koje bi imalo kapacitet od 2,07 milijardi m^3, no taj projekt je trenutno odgođen.

Izuzev ova četiri postrojenja u izgradnji, početkom 2017. predložena je izgradnja 24 nova odobalna postrojenja koja bi imala kapacitet ukapljivanja od 217 milijardi m^3 godišnje. Većina tih projekata odnosi se na SAD, Kanadu i Australiju, a svoja postrojenja namjeravaju izgraditi Ekvatorijalna Gvineja, Indonezija, Rusija, Mozambik, Papua Nova Gvineja i Filipini (IGU World LNG Report, 2017).

3. ZAŠTO PLUTAJUĆI TERMINAL ZA UKAPLJIVANJE PRIRODNOG PLINA?

Tehnologija ukapljivanja na odobalnim terminalima uglavnom je nova, ali već dobro poznata. Plin iz odobalnih plinskih polja dovodi se direktno na plutajuće postrojenje, obrađuje se, ukapljuje, skladišti te se pretovaruje na posebne brodove za transport UPP-a. Ovisno o kapacitetu ukapljivanja, FLNG projekti mogu biti značajno jeftiniji od kopnenih postrojenja. Uštede su prvenstveno rezultat modularnog dizajna postrojenja, kontroliranih uvjeta i kraćeg vremena izgradnje, kvalificirane i lako dostupne radne snage te zbog mogućnosti ponavljanja projekata. FLNG postrojenja građena su u brodogradilištu za razliku od kopnenih postrojenja. Pod kraće vrijeme izgradnje podrazumijeva se to da se pojedine sekcije postrojenja mogu graditi u različitim brodogradilištima što ubrzava proces izgradnje. Isto tako, gradnja u brodogradilištu može se dodatno optimizirati kako bi se uskladila s posebnim regulatornim uvjetima.

Utjecaj ove nove tehnologije na svjetsko tržište UPP-a može biti ogroman. Put do razvoja prvog FLNG projekta bio je veoma dug. Istraživanje je počelo još u 70-im godinama prošlog stoljeća, a početni detaljni projekti napravljeni su u ranim 90-im godinama s ciljem da se započne s FLNG-om do kraja tisućljeća. No, pojava Katara kao dominantnog izvoznika UPP -a, te padajućih troškova izgradnje velikih kopnenih postrojenja za ukapljivanje, zaustavili su nastavak projekta FLNG-a. Rastuća potrošnja, ekološki izazovi te pretjerani troškovi infrastrukture za kopnena postrojenja, naveli su nekoliko velikih kompanija na tržištu UPP-a, uključujući i Woodside, Shell, Petronas, InPex i ExonnMobile da se okrenu ka FLNG-u. FLNG podrazumijeva privođenje eksploataciji manjih odobalnih, jako udaljenih ili ekološki osjetljivih plinskih polja. Brojni projekti u JI Aziji, Australiji, Africi, Istočnom Mediteranu i Južnoj Americi mogu se privesti proizvodnji takvom tehnologijom. Na slici 3-1. je prikaz potvrđenih projekata (pet) te vjerojatnih i mogućih. Neki novi izvori plina kao što su plinski šejlovi u Sjevernoj Americi otvorili su nove mogućnosti za primjenu odobalnog načina ukapljivanja. FLNG može smanjiti troškove i uštedjeti vrijeme, naravno ako se dobro izvede, a kako se stječe iskustvo buduća plinska polja se mogu brže privesti proizvodnji i tako biti jeftiniji (kpmg.com/energy, 2015).

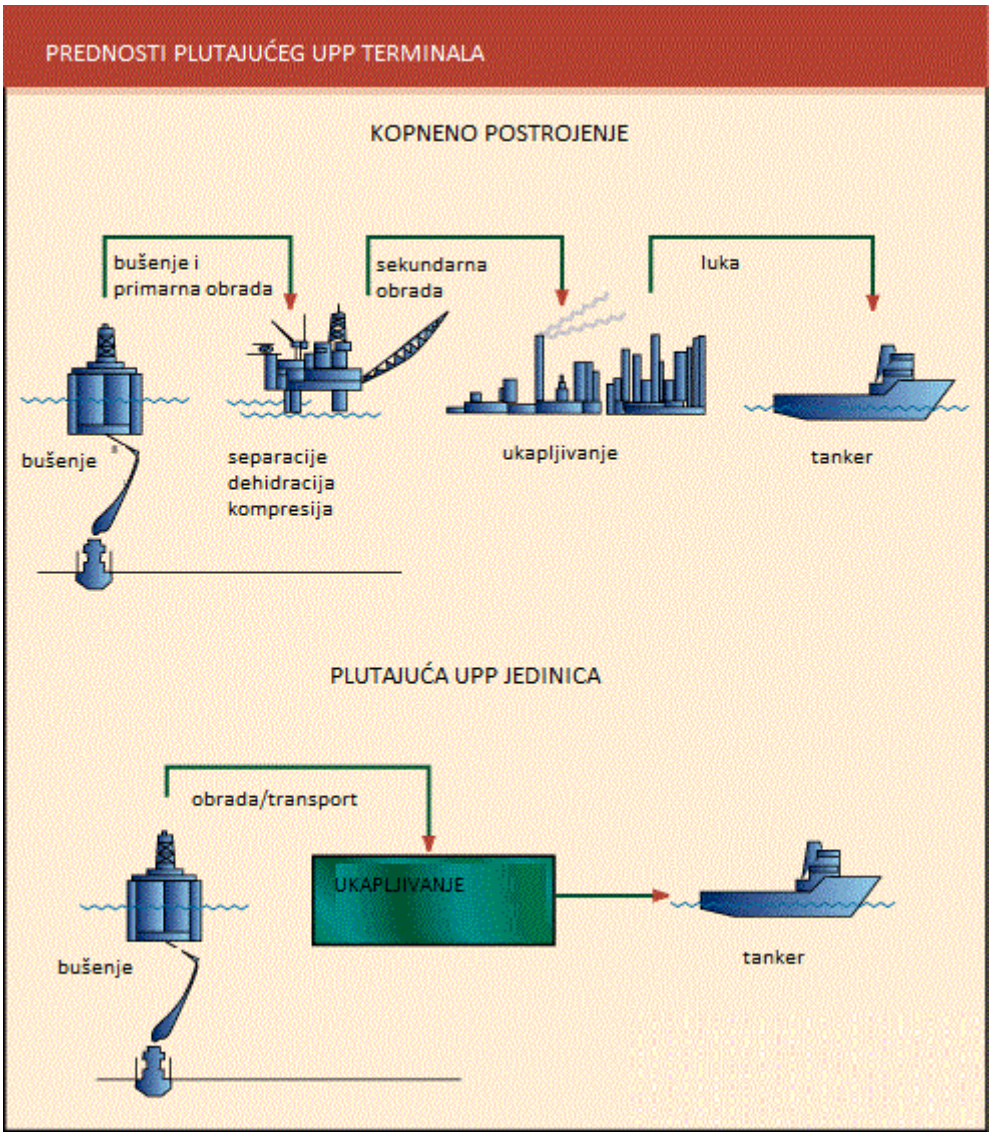


Slika 3-1. Lokacije potvrđenih, vjerojatnih i mogućih svjetskih FLNG projekata (kpmg.com/energy, 2015)

Prednosti i nedostaci između obalnih i odobalnih terminala uglavnom se temelje na njihovoj vrijednosti, odnosno cijeni koštanja samog projekta izgradnje, međutim konačna investicijska odluka treba biti temeljena na stvarnom povratu investicije "neto sadašnjoj vrijednosti" (*engl. Net Present Value*). Pojednostavljeno „neto sadašnja vrijednost" ukazuje na trenutnu vrijednost investicije, te je funkcija osnovnih sredstava- CAPEX-a (*engl. Capital Expenditure*), operativnih troškova- OPEX-a (*engl. Operational Expenditure*), prihoda i minimuma povrata investicije.

Kapitalna intenzivnost prati sve ove projekte, baš kao i ostale projekte u naftnoj i plinskoj industriji, ali i u cijeloj energetici. Iz tog razloga kompanijama koje ulažu u takve projekte najpovoljnije je da novac dolazi iz različitih fondova kako likvidnost kompanije ni u kojem trenutku ne bi bila upitna. Na slici 3-2. prikazana je usporedba odoblnog i kopnenog

terminala iz kojih proizlaze prednosti odobalnog, koje se odražava i na financijsku konstrukciju takvih projekata.



Slika 3-2. Usporedba odobalnog i kopnenog postrojenja za ukapljivanje (Oil and Gas Journal, 2014)

Kompanije koje već imaju u procesu izgradnje svoje projekte, i one koji ih još razmatraju, navele su slijedeće razloge zašto su se odlučile za FLNG:

1 **Privođenje eksploataciji odobalnih plinskih polja s manjim pridobivim rezervama**; Shellov Prelude s kapacitetom ukapljivanja od 4,98 milijardi m^3 relativno je mali za

Australske standarde, Petronasov FLNG-1 s kapacitetom ukapljivanja 2 milijardi m^3 u Maleziji, također je relativno mali. Polja s kojih se eksploatira plin za ukapljivanje, u tim slučajevima bila bi ekonomski neisplativa za primjenu konvencionalnih kopnenih postrojenja. Uz to su i velika naftna polja koja proizvode značajne količine vezanog plina, kao npr. Santos Basisu u Brazilu također kandidati za ovakve projekte.

2. **Pristup udaljenim poljima;** Australska plinska polja, kako što je Browse, udaljena su od kopna više od 200 km, te bi za transport prirodnog plina do kopna bili potrebni vrlo dugi i skupi plinovodi. U rujnu 2013. godine, Browse joint venture, Woodside, Shell, BP i Petrochina odlučili su se na plutajući terminal za ukapljiavnje jer su se složili da je to najbolji pristup u takvom slučaju. Arktičko područje je složenije, s obzirom na uvjere, ali se i tamo ti projekti smatraju tehnički izvedivima.

3. **Izbjegavanje obalne „no-go zone“;** Velika plinska polja otkrivena u Istočnom Mediteranu okružena su obalom s turističkim područjima i privatnim nekretninama, a gradnja plinovoda i drugih objekata bila bi dugotrajna i vrlo kompliciranа. Gradnja kopnenih postrojenja često zahtijevaju dugotrajne pravne odgode i prigovori lokanog stanovništva.

4. **Smanjen utjecaj na okoliš;** FLNG postrojenje ne zahtijeva duge plinovode po morskom dnu, kopanje zemlje za izgradnju pristupne luke ili ceste na kopnu. Uz to štedi se pogonsko gorivo za stlačivanje zbog transporta plina do kopna. Nakon završetka eksploatacije, brod se može vrlo lako ukloniti ili premjestiti na drugu lokaciju, kako što je to u slučaju projekta Prelude.

5. **Jeftiniji i brži projekti;** FLNG karakteriziraju manji troškovi, pogotovo kada se stekne iskustvo radnika i inženjera u brodogradilištima. Time se može značajno poboljšati proces integracije trupa i procesnih jedinica. Modularne komponente mogu se izraditi na nekoliko različitih lokacija i brodogradilišta. Izgradnja na kopnu, radovi na obali te ostali povezani visoki troškovi rada u udaljenim područjima, mogu se minimizirati. Na primjer, za Wheatstone postrojenje u zapadnoj Australiji, za 17 km pristupnog kanala bilo je potrebno iskopati 26 milijuna m^3 zemlje, što je procijenjeno na oko 1,13 milijardi $. Uštede na takvim područjima te jednostavniji opskrbni lanac mogu činiti FLNG brže dostupnim na tržištu.

6. **Projekt u sigurnim rukama;** Kod izgradnje UPP terminala u cijelom svijetu, zapošljavanje stručne radne snage te zadržavanje iste na određenom mjestu može biti vrlo zahtjevno i skupo. No, taj problem se ne veže uz izgradnju plutajućeg postrojenja izgrađenim u brodogradilištu. Na primjer, u azijskim brodogradilištima radi između 25000 i 30000 ljudi. Dakle sva infrastruktura je postavljena, a radna snaga obučena. Neka od tih brodogradilišta već imaju iskustva u izgradnji FPSO postrojenja i tankera za UPP, pa tako ima i mogućnosti za izgradnju i konstruiranje pojedinih dijelova FLNG postrojenja. „Dizajniraj jedan, izgradi mnogo" filozofija je koja se može primijeniti u brodogradilištima koja će graditi takva postrojenja s vioskostručnim kadrom. Npr., Prelude je dizajniran za određeni sastav plina, ali se mogu dodati ili ukloniti neki dijelovi postrojenja kako bi se mogao ukapljiti i plin drugačijeg sastava.

7. **Postizanje mira;** Određena područja u kojim se razmatra razvoj UPP-a, kao što su zapadna Afrika i istočni Mediteran, imaju složena sigurnosna pitanja. Odobalna polja i plinovodi u nekim područjima Afrike i Srednjeg Mediterana često su mete napada. Postavljanje postrojenja na moru čini ga manje dostupnim za napadače, a mogu se i nadopuniti nekim obrambenim mjerama kao što su daljinsko praćenje i prepreke koje otežavaju dosezanje broda. Piratstvo je poznat rizik i još uvijek zahtijeva velike sigurnosne mjere, uključujući međunarodnu suradnju u slučaju istočnog Mediterana.

8. **Smanjen politički rizik;** Kopnena postrojenja predstavljaju ogromnu investiciju koji mogu operatora činiti ranjivim na promjenu političke vlasti, što može uključivati povećanje poreza i određenih taksi. U ekstremnim slučajevima, u kojem domaća Vlada nastoji oduzeti imovinu ili ukoliko u bilom kojem trenutku sigurnosni uvjeti postanu nepodnošljivi, FLNG postrojenje može otploviti, sačuvavši barem dio vrijednosti projekta te se može premjestiti na drugu lokaciju. Ta opcija se vjerojatno nikada neće dogoditi, ali njeno postojanje daje prednost i poboljšava pregovaračku poziciju vlasnika.

9. **Pristup drugim opcijama financiranja;** Financiranje FLNG projekata još je uvijek u početku te će zahtijevati veća iskustva bankarskih kuća. Kako sve više kompanija želi ući u tržište UPP-a, inovativni financijski izvori postaju sve važniji. Posebice mala poduzeća mogu imati koristi od nekih drugih mogućnosti financiranja, kao što su leasing UPP brodova, iskorištavanje poreznih poticaja ili pristupanje koncesioniranju (kpmg.com/energy, 2015).

Za odobalne terminale okolišni uvjeti i mogućnost terminala da prihvati tanker pod određenom snagom valova predstavlja najveći izazov. Zanimljivo je primijetiti da se najviše rasprave vezane za odobalne terminale vodi upravo oko visine valova, dok najveći problem predstavljaju valovi tijekom iskrcavanja tankera. Ovisno o konstrukciji tankera, dok se nalazi na vezu u plitkim morima može doći do prekomjernog opterećenja ako se period valova podudara s periodom pražnjenja tankera.

Tradicionalni kopneni terminal za ukapljivanje prirodnog plina mora prijeći određene barijere koje uključuju velike troškove razvoja izgradnje, ograničene izvore plina, pristup prikladnoj lokaciji te posebne dozvole. Za usporedbu, s obzirom na konkurente troškove postrojenja i gradnje glavnih dijelova postrojenja u kontroliranim uvjetima u brodogradilištima, FLNG projekti mogu pomoći graditeljima svladati navedene barijere, slično kako su FSRU projekti omogućili manjim kompanijama ulazak na tržište UPP-a (Eisbrenner et al., 2014).

Sjedinjene Američke Države su uložile veliku svotu novca kako bi plin iz malih odobalnih plinskih polja ekonomično priveli proizvodnji. Neki od problema s kojima se susreću projektanti brodova za FLNG su sljedeći:

a) način obrade plina koji dolazi s odobalnih plinskih ležišta i promjene u sastavu takvog plina s vremenom,
b) uspješno upravljanje prijenosom UPP-a između dvije plutajućih struktura u iznimno opasnim vremenskim uvjetima,
c) ugradnja gornje strane i trupa broda,
d) optimalni proces ukapljivanja uz optimalnu učinkovitost jedinice za ukapljivanje na moru,
e) utjecaj na okoliš, prvenstveno utjecaj upotrebe sustava otvorene petlje za procese grijanja i hlađenja (Eisbrenner et al., 2014).

3.1. TROŠKOVI I FINANCIRANJE PROJEKATA

Rješavanje izazova navedenih u prethodnom poglavlju i ublažavanje povezanih rizika preduvjet je za uspješno financiranje projekta. FLNG projekti su kapitalno intenzivni projekti koji se financiraju iz višestrukih izvora. Procijenjeni troškovi za FLNG projekte, koji su u ovom trenutku u razvoju, procjenjuju se na oko 500-1200 $ po toni instaliranog kapaciteta ukapljivanja. Temeljeno na trenutnim projektima te rastućim potencijalom tržišta, FLNG projekti bi mogli u sljedećih 10 godina doživjeti ulaganja u iznosu od 65 milijardi $. To pruža priliku investitorima koji žele zaraditi, da sudjeluju u projektima i dugoročno ulože velike sume novca (Eisbrenner et al., 2014).

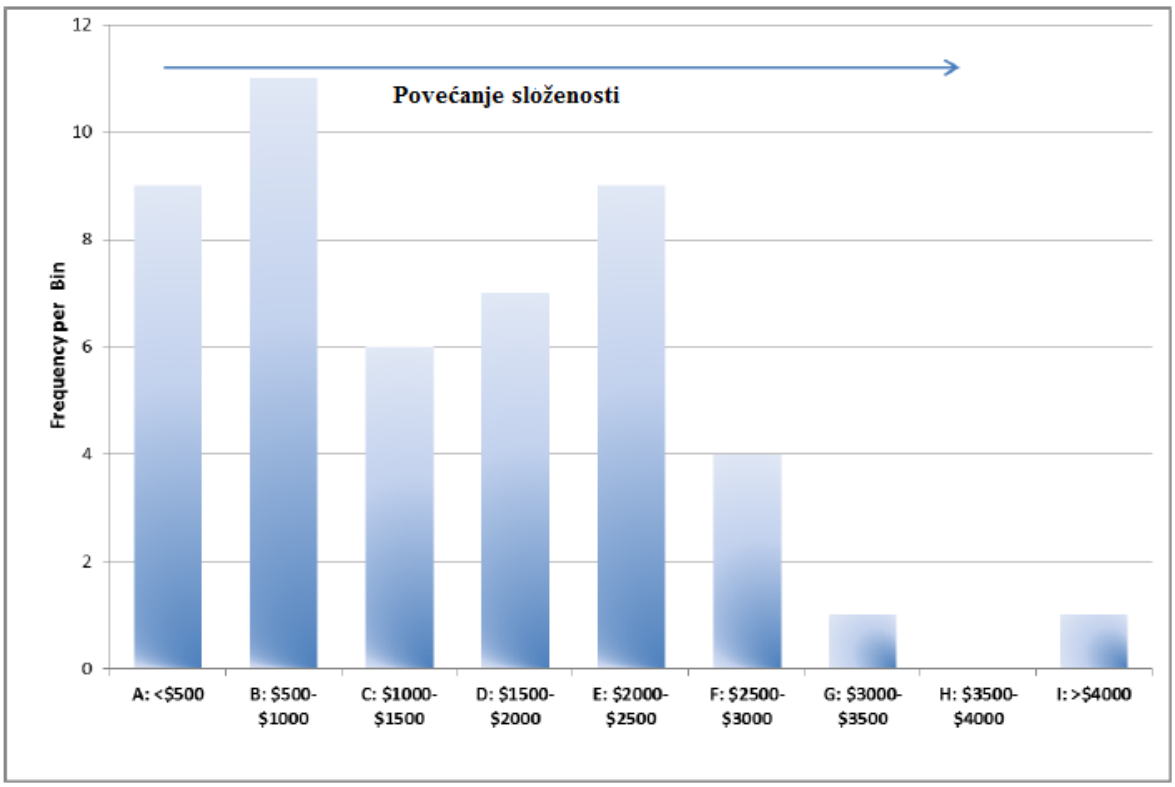
Shell se odlučio na održavanje financijske bilance za svoj Prelude koristeći gotovinu te maksimalni dopušteni dug korporacije. Taj tip financiranja smanjuje važnost kreditne sposobnosti kupca u samom financiranju projekta. Rizici financiranja projekta, dakle ne ovise više o kreditnom rejtingu kupca, nego je ovise o financijskoj bilanci pokrovitelja projekta. U slučaju Preludea, Shell planira čitav kapacitet UPP-a prodavati kroz svoj portfelj.

Kako mnoge graditelje FLNG-a prati nedostatak financijskih sredstava, te nisu u mogućnosti sami financirati svoj projekt, prisiljeni su se okrenuti tržištu kapitala za financiranje projekta. Smanjenje krajnjih rizika u tradicionalnim LNG projektima provodi se kroz bezuslovna jamstva sponzora kojim se vraća sav dug od projekta ako projekt ne postane komercijalno isplativ do određenog datuma.

Sudionicima u FLNG projektu smatraju se: vlasnici upstream imovine, operater projekta, tehnolozi, kompanije za projektiranje, nabavu i konstrukcije (*engl. Engineering, Procurement and Constructions, EPC*), financijeri projekta koji uključuju mnogostrane agencije te dugoročni kupci UPP-a (Eisbrenner et al, 2014).

Visoki troškovi za LNG i FLNG projekte obično se prikazuju kao: „Trošak po jedinici kapaciteta“ ili kao „US$ kapitalnog ulaganja u projekt (CAPEX) po toni godišnje (US$ of project CAPEX per tonne per annum of capacity). Iako ova druga pruža zgodnu stenografsku metodu za usporedbu projekata, nedostatak dosljedne primjene definicije za „CAPEX“ te „kapaciteta“, kao rezultat daje vrijednosti koje su preopsežne da bi bili od pomoći. Detaljniji pregled podataka o troškovima može pokazati neke trendove.

Jednostavna analiza podataka pruža temelj za kategorizaciju te bolje shvaćanje rezultata. Odgovarajuće mjerilo za usporedbu FLNG projekata je omjer $/TPA (*engl. US dollars per tonne per annum liquefaction capacity*). Na slici 3-3. nalazi se histogram objavljenih podataka, s troškovima normaliziranih u 2015. godini, a grupirani su u 9 područja, označenih od „A“ do „I“. Taj set podataka pokriva objave raspisanih projekata te projekata u konstrukciji (Duncan et al., 2016).



Slika 3-3. Histogram podataka za FLNG (Duncan et al., 2016)

Bin „A“ gdje su troškovi ispod 500$ po toni godišnje, uključuje konstrukciju broda za FLNG te ugovore o pretvorbi, FLNG s malim kapacitetom na obali te s ograničenim skladišnim kapacitetom. Brojni podaci se odnose na konstrukciju broda i ugovore o pretvorbi, ali mogu ipak isključiti neke od kritičnih troškova projekta kao što su: transport i instalacija, nadzor te opskrba kupaca ključnom komponentom. To znači da u troškove nije uključena obrada plina u slučaju konvencionalne tržišne specifikacije plina (Duncan et al., 2016).

Bin „B“ , gdje su troškovi između 500 i 1000$ po toni godišnje, daje izvještaje povezane s FLNG konceptima namijenjenima za najam koji su bazirani na malom kapacitetu ukapljivanja, manjoj složenosti, manjoj težini te manje učinkovitim procesom ukapljivanja (Duncan et al., 2016).

Bin „C“ karakteriziran je nedavnim podacima o troškovima za brodove s manjim linijama za ukapljivanje, s rashladnim procesom s dušikom. Taj proces zahtijeva manju specifičnu težinu, ali je i manje učinkovitosti od, na primjer procesa s dva mješovita rashladna sredstva (*engl. Dual Mixed Refrigerant Process - DMR*) , te ima učinkovitost oko 75 % u odnosu na DMR. Postrojenja s tim procesom za ukapljivanje limitirana su na kapacitet od 2 milijarde m^3 plina u plinovitom stanju, skladišni prostor za UPP oko 170 000 m^3, a takve je veličine kako bi se ukapljeni plin moglo prekrcavati na većinu brodova za transport UPP-a (Duncan et al., 2016).

Bins „D“, „E“ i „F“ (1500-3000 po toni godišnje) uključuju projekte većeg kapaciteta, s učinkovitijim procesima ukapljivanja, često smještene u udaljenim područjima s posebnim vremenskim uvjetima te širokim rasponom ležišnih fluida. Podaci o troškovima mogu uključiti i prvu fazu bušenja te troškove proizvodne opreme, a u nekim slučajevima i cijele troškove ciklusa ukapljivanja. Ta postrojenja bazirana su na visoko učinkovitom DMR procesu, a imaju određen skladišni kapacitet (oko 220 000 m^3) koji mora omogućiti potpun pretovar na brodove za transport UPP-a, plus dodatni volumen u slučaju da se pretovar odgodi ili uspori. U troškove se uključuje kompletna predobrada plina, izdvajanje UNP-a, stabilizacija kondenzata te njihovo skladištenje (Duncan et al., 2016).

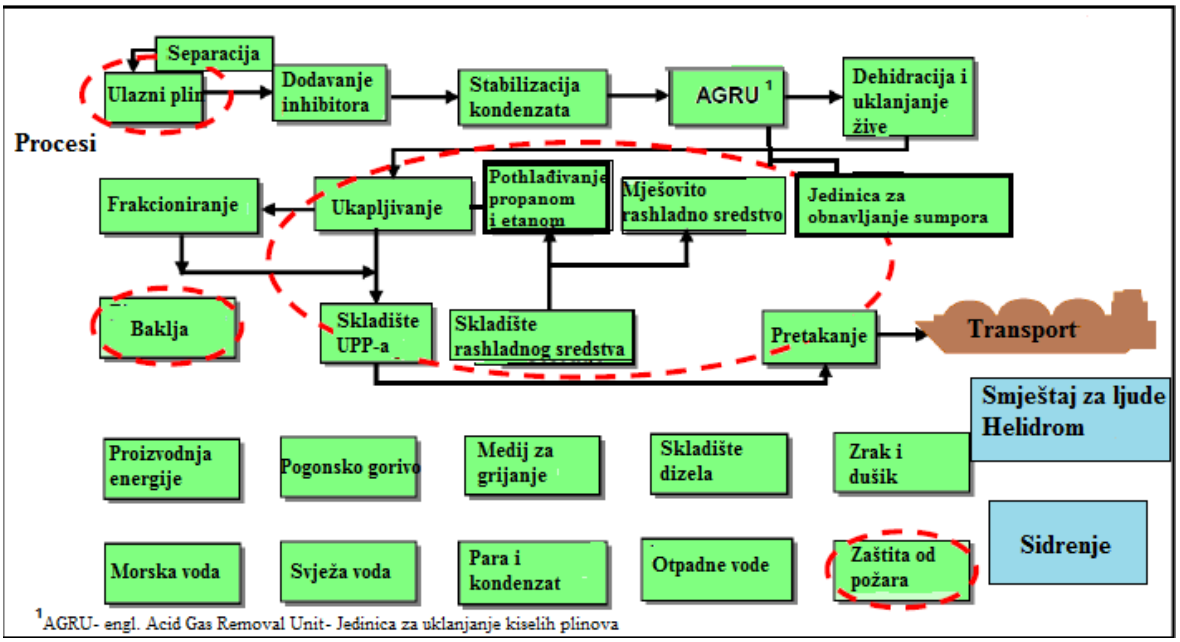
Bin „G“, „H“ i „I“ (iznad 3000$ po toni godišnje) uključuje i ranu fazu procjene cijelog projekta (bušotine, podvodnu infrastrukturu, vlasničke troškove, itd.), kao i neke spekulativne procjene. U nekim slučajevima, vrednovanje troškova bazirano je samo na kapacitetu UPP-a, isključujući kapacitete UNP-a i kondenzata, ali uključujući povezane troškove (Duncan et al., 2016).

Ovaj pregled pokazuje domenu troškova FLNG projekata koji su mješavina troškova pojedinih komponenti, troškova FLNG broda, i djelomični ili potpuni troškovi postrojenja za ukapljivanje. Dakle, ti podaci imaju vrlo širok raspon što je vrlo važno uzeti u obzir pri usporedbi troškova (Duncan et al., 2016).

3.2 TROŠKOVNI INDIKATORI FLNG PROJEKTA

Čak i kada se usredotoči samo na troškove FLNG postrojenja, a izuzmu se troškove projekta povezane s razvojem ležišta kao što su troškovi bušenja, podvodne opreme, rajzera itd., još uvijek ostaje veliko područje mogućih troškova projekta i pojedinih jedinica.

Na slici 3-4. prikazani su dijelovi opreme koji se mogu naći na tipičnom LNG postrojenju kao i dodatni dijelovi povezanim s FLNG postrojenjem.



Slika 3-4. Prikaz pojedinih dijelova i procesa FLNG postrojenja za ukapljivanje (Duncan et al., 2016)

Svi ti dijelovi i procesi mogu se nalaziti i na FLNG postrojenjima kao što su navedeni u [1]Binovima D, E i F. Dakle, procesi zaokruženi crvenom bojom se nalaze na baržama usidrenim blizu obale i primaju plin koji se plinovodima doprema s odobalnog postrojenja, te se mogu opisati kao dio FLNG postrojenja.

Općenito, postoji mala razlika između podvodne opreme za FLNG projekt i onog koji se zahtijeva za isti kapacitet konvencionalnog projekta. Razlike mogu proizlaziti iz

potencijalnog zahtjeva za neprekidnim radom FLNG-a. Potreba za minimiziranjem neplaniranog prestanka rada postrojenja može zahtijevati dodatne bušotine, dva neovisna puta dopreme plina od eksploatacijskog polja do postrojenja, dodavanje rajzera te složenije sidrenje.

Obrada ležišnog plina do specifikacija plinovoda zahtijeva proces obrade i ukapljivanja plina čiji dijelovi mogu zauzimati i do 50 % gornjeg dijela i cjelokupne težine postrojenja. Kao i za sve plinske projekte, slobodna tekućina se mora odvojiti, stabilizirati, uskladištiti ili odbaciti, ovisno o zahtjevima. Plin treba dehidrirati do sadržaja vode od 1 ppm (*engl. parts per million*), a koncentracija CO_2 mora biti manja od 50 ppm. Također, potrebno je izdvojiti živu i H_2S. UNP, ako postoji u količina koje su komercijalno upotrebljive, treba obraditi i pripremiti za prodaju ili ga koristi kao rashladno sredstvo u procesu ukapljivanja. Izbor tehnologije ukapljivanja utjecat će na težinu postrojenja, troškove, kapacitet ukapljivanja te učinkovitost procesa. Općenito govoreći, ekonomska isplativost postrojenja za ukapljivanje se povećava kada je moguće povećati kapacitete ukapljivanja bez povećanja broja radnih ciklusa. S povećanjem broja ciklusa povećava se broj potrebne opreme, prostor, ali i složenost procesa, te se smanjuju bilo kakve mogućnosti ekonomske uštede. Na isplativost cjelokupnog ekonomskog lanca postrojenja za odobalno ukapljivanje utjecaj ima i potreba za jedinicama za obradu i skladištenje plina, izgradnja lučkih objekata i način istovara, što znači da je zbog povećanja prihoda uvijek cilj povećati kapacitet ukapljivanja.

Skladišni prostor i brzina pretakanja neke su od ključnih razlika između projekata. Broj dana bez tereta ovisi o dopuštenoj visini valova pri operaciji pretovara te o uvjetima na lokaciji. Dostupni skladišni prostor utječe na veličinu brodova koji odvoze UPP s postrojenja i na kontinuitet u slučaju prekida pretovara. Kapacitet, vremenske prilike i zglobne cijevi za pretakanje UPP-a, glavne su stavke troškova dijela za pretovar. Kao i s procesom ukapljivanja, zglobne cijevi za pretovar uvedene su u procjenu troškova korištenjem odredbe „prilagođene opreme“ te broj zglobnih cijevi ovisi o veličini broda te dopuštenom vremenu za pretovar uz jednu rezervnu cijev i jednu cijev za vraćanje otparka.

Troškovi trupa prikazuju se kao funkcija težine gornjeg dijela postrojenja te volumena skladišnog prostora. Kao i FPSO postrojenje, tako i FLNG postrojenje može biti napravljeno kao konverzija broda za prijevoz UPP-a. U tom slučaju, cijena trupa može se

procijeniti kao iznos za kupnju broda plus procjena količine čelika potrebna za modifikaciju trupa.

Zadnji troškovni indikator zajednički svim plutajućim postrojenjima je dizajn sidrišta. Uključeni projekti mogu biti male barže usidrene blizu obale ili najveća trajno usidrena postrojenja teška i 600 000 tona, koja moraju izdržati teške vremenske uvjete 5. kategorije. Dizajni sidrenja uključuju sidrenje u lukama, sidrenkje pomoću više sidrenih linija, vanjsko i unutarnje okretno postolje. Samo troškovi sidrenja pomoću okretne kupole (*engl. turret*) na Shellovom Prelude projektu premašuju sveukupne troškove izgradnje najmanjih postrojenja za ukapljivanje koji su ranije bili prikazani. Neka FLNG postrojenja imaju ugrađene pomoćne propulzijske uređaje koji omogućuju održavanje postrojenja u potrebnom položaju tijekom pretovara ili drugih situacija koji će biti detaljnije opisani u nastavku rada. (Duncan et al, 2016).

4. PROCESI ZA UKAPLJIVANJE

Kako bi se zadovoljile potrebe za rastućom potražnjom i većim kapacitetima ukapljivanja od 1970-ih godina bilježi se stalni razvoj i unaprjeđenje tehnologije ukapljivanja prirodnog plina. S porastom potražnje za UPP-om porastao je i interes velikih kompanija za poboljšanjem i unapređenjem postojećih procesa ukapljivanja, te razvojem novih. Procesi se najčešće međusobno uspoređuju po učinkovitosti, potrošnji energije, složenosti sustava, cijeni potrebne opreme itd. Kada se u razmatranje uzmu i odobalna postrojenja za ukapljivanje tada je postupak odabira procesa ukapljivanja bitno složeniji. Razvoj odobalnih postrojenja za ukapljivanje zahtijeva prvenstveno integraciju dviju iznimno složenih tehnologija tehnologije ukapljivanja i brodogradnje- u jednu. Izazovi koje treba nadvladati su ograničenje prostora, razmještaj i težina opreme, utjecaj kretanja broda, naprezanja u spremnicima i niz drugih. Stoga odabir procesa ukapljivanja na odobalnim postrojenjima ovisi o nizu čimbenika koje je potrebno međusobno uskladiti kako bi se povećala sigurnost postrojenja i smanjili rizici za postrojenje i okoliš (Sanggyu et al. 2012).

Procesi ukapljivanja se međusobno razlikuju prema broju rashladnih ciklusa, vrsti rashladnog sredstva i broju stupnjeva promjene tlaka u pojedinom ciklusu. Stlačivanjem rashladnog sredstva u proces se ulaže rad koji je potreban za postizanje temperature hlađenja prirodnog plina. Akumulirana toplina se iz procesa odvodi hlađenjem rashladnog sredstva vodom ili zrakom. Uloženi rad ovisi o procesu ukapljivanja, temperaturi ukapljivanja plina i temperaturi hlađenja rashladnog sredstva. Što je veći broj rashladnih ciklusa potrebno je više opreme (kompresori, turbine) pa potrebno je uložiti i više rada. Procesi s mješovitom rashladnim sredstvom su učinkoviti u smanjenju razlika u temperaturi između rashladnog sredstva i plina koji se ukapljuje zbog manjeg broja potrebne opreme. S druge strane, čiste komponente kao rashladna sredstva su jednostavne za primjenu ali zahtijevaju veći broj rashladnih ciklusa (Sanggyu et al., 2012).

Postoji puno procesa ukapljivanja s različitim rashladnim sredstvima i različitim ciklusima, ali je malo njih u praktičnoj primjeni. Također, s većim brojem rashladnih ciklusa osložnjava se proces ukapljivanja i povećavaju se troškovi. Najjednostavniji proces ukapljivanja je onaj s jednim rashladnim ciklusom u kome se jedno rashladno sredstvo stlačuje jednim setom kompresora pogonjenih jednim pogoniteljem. Takav proces se ne

koristi kod velikih postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina jer se s više ciklusa ukapljivanja, više stupnjeva promjene tlaka i različitim rashladnim sredstvima postižu veća učinkovitost procesa i veći kapaciteti ukapljivanja.

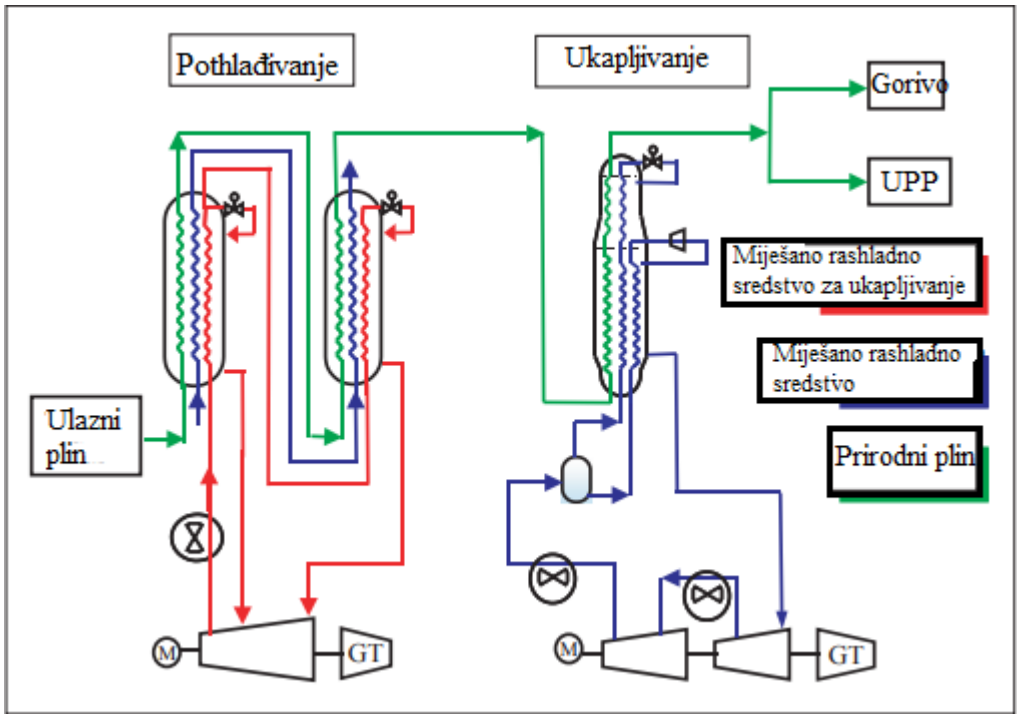
Danas se na postojećim plutajućim terminalima za ukapljivanje prirodnog plina koriste proces s dva mješovita rashladna sredstva (*engl. Dual Mixed Refrigerant Process - DMR*) i proces s ekspanzijom dušika koji će biti opisani u nastavku.

4.1. PROCES S DVA MJEŠOVITA RASHLADNA SREDSTVA-DMR

Kompanija Shell je razvojem procesa s dva mješovita rashladna sredstva postigla bolje usklađivanje krivulja hlađenja plina i zagrijavanja rashladnog sredstva te veći termodinamički učinak u odnosu na proces s jednim mješovitim rashladnim sredstvom. Tok procesa je sličan procesu s mješovitim rashladnim sredstvom uz pothlađivanje propanom (C3MR) s tim da se pothlađivanje postiže s mješovitom tvari sastavljenom pretežito od etana i propana. Zamjenom propana kao rashladnog sredstva u ciklusu pothlađivanja mješavinom propana i etana izbjegava se korištenje propana kao uskog grla procesa. Druga osnovna razlika u odnosu na C3MR proces je u tome što se plin pothlađuje u spiralnom umjesto u pločastom izmjenjivaču topline.

Proces, prikazan na slici 4-1., se sastoji od dva rashladna ciklusa u kojima se koriste dva različita mješovita rashladna sredstva. U prvom ciklusu prirodni plin se pothlađuje rashladnim sredstvom koje je mješavina etana i propana. U ovom ciklusu se postiže temperatura do oko -50 °C, a uz pothlađivanje prirodnog plina, hladi se i struja miješanog rashladnog sredstva koja se koristi u drugom rashladnom ciklusu. U drugom rashladnom ciklusu prirodni plin se ukapljuje i dohlađuje primjenom mješovitog rashladnog sredstva koje se sastoji od metana, etana, propana i dušika.

Para mješovitog rashladnog sredstva iz izmjenjivača za pothlađivanje usmjerena je preko separatora u dvostupanjski centrifugalni kompresor. Rashlađivanje, kondenzacija i dohlađivanje rashladnog sredstva postiže se zračnim hlađenjem. Mješovito rashladno sredstvo primijenjeno u ovom ciklusu stlačuje se pomoću dva serijski spojena kompresora. Nakon toga se hladi i djelomično ukapljuje u ciklusu pothlađivanja prirodnog plina.



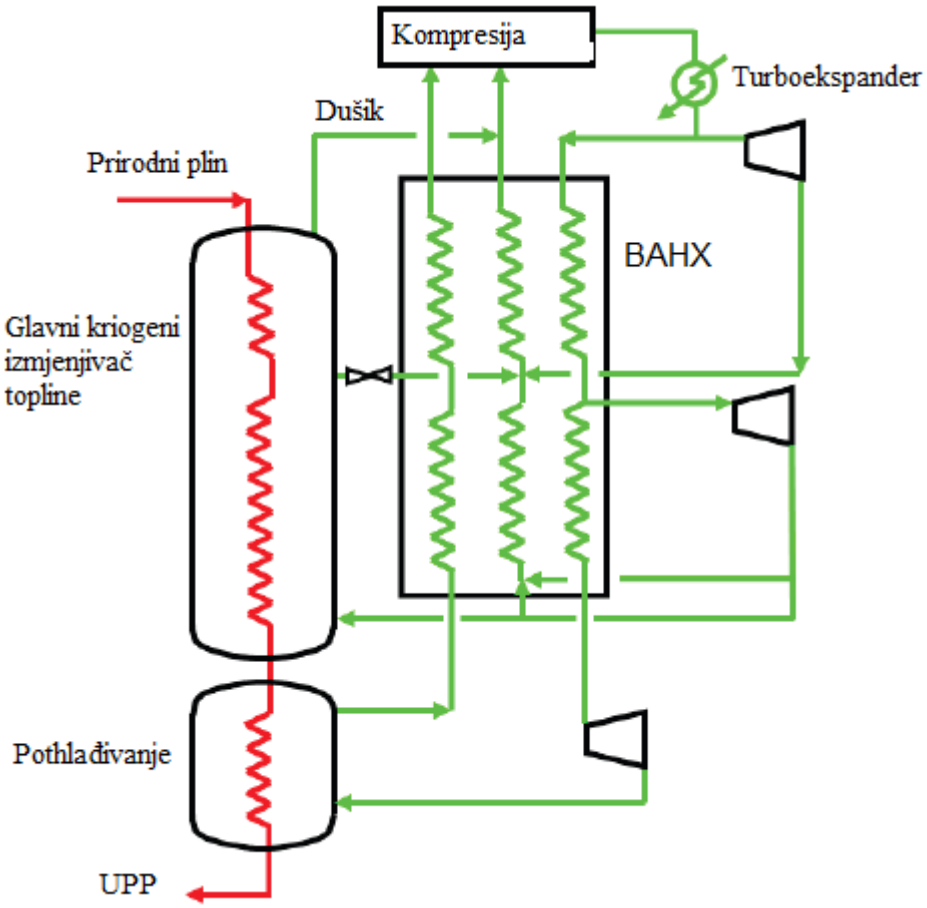
Slika 4-1. Shematski prikaz Shellov-og DMR procesa za ukapljivanje (members.igu.org., 2016)

DMR proces koristi se na Shellovom Prelude postrojenju. Prema Shell-ovim procjenama, proces s jednom mješovitim rashladnim sredstvom pogodan za manje kapacitete ukapljivanja, oko 2,76 milijardi m^3/god UPP-a, dok je ciklus s dva mješovita rashladna sredstva pogodan za veće kapacitete ukapljivanja do nekih 6,9 milijardi m^3/god. Proces s dva mješovita rashladna sredstva minimizira korištenje ugljikovodika u odnosu na ciklus s jednim mješovitim rashladnim sredstvom ili C3MR procesom, koji se najčešće koriste na kopnu. To znači manje ispuštanje iz kompresora ili u slučaju istjecanja ugljikovodika.

Kod odobalnog ukapljivanja sastav rashladnog sredstva treba biti prilagođen različitom sastavu ulaznog plina što otežava optimizaciju rada postrojenja. Proces s dva mješovita rashladna sredstva pruža bolju operativnost od procesa s jednim mješovitim rashladnim sredstvom, ali je i skuplji. Procesi s mješovitim rashladnim sredstvom zahtijevaju više vremena za pokretanje postrojenja od drugih procesa ukapljivanja zbog potrebnog vremena miješanja rashladnih komponenti. To je značajan parametar koji se uzima u obzir prilikom odabira procesa ukapljivanja na lokacijama u kojima se očekuje česta obustava i pokretanje postrojenja, kao što je slučaj kod odobalnih postrojenja (members.igu.org., 2016).

4.2. PROCES S EKSPANZIJOM DUŠIKA

Kompanija Air Products razvila je nekoliko varijanti procesa s ekspanzijom dušika za ukapljivanje prirodnog plina. Jedna od njih koristi se na postojećem Petronasovom PFLNG 1 postrojenju. Međusobno se ti procesi razlikuju po broju ekspandera i tlakovima i temperaturama u pojedinim razinama. Na slici 4-2. prikazan je AP-N proces s dvije razine tlaka i tri temperature ekspandera. Dušik se komprimira i rashladi sredstvom iz okruženja, vodom ili zrakom.



Slika 4-2. AP-NTM proces za ukapljivanje (Bukowski et al., 2016)

Struja dušika potom se dijeli, a većina ulazi u pločasti izmjenjivač topline sastavljen od lemljenih aluminijskih ploča (engl. brazed aluminuim plate-fin heat exchangers- BAHX) u kojem se dalje hladi. Preostala „topla“ struja dušika ekspandira na srednji tlak kroz turboekspander kako bi se smanjila njihova temperatura i omogućilo hlađenje struje u

hladnjaku. Većina struje dušika u izmjenjivaču topline povlači se na sredinu, prolazi kroz drugi turboekspander i ekspandira do istog srednjeg tlaka te se potom šalje ili u glavni kriogeni izmjenjivač topline (*engl. Main Cryogenic Heat Exchanger –MCHE*) kako bi se osiguralo potrebno hlađenje za ukapljivanje prirodnog plina, ili na hladni kraj pločastog izmjenjivača topline. U glavnom kriogenom izmjenjivaču topline ukapljuje se prethodno obrađeni prirodni plin, a iskorištena struja dušika se zatim usmjerava natrag u pločasti izmjenjivač topline kako bi se ponovno ohladila. Preostalo rashladno sredstvo u pločastom izmjenjivaču topline se hladi prije nego ekspandira na niži tlak potreban za pothlađivanje. Stlačivanje se izvodi u nekoliko faza, pri čemu se u prvoj fazi rekomprimira dušik niskog tlaka iz procesa pothlađivanja, a u drugoj fazi rekomprimira dušik srednjeg tlaka iz glavnog kriogenog izmjenjivača topline, a zadnju fazu pokreću turboekspanderi i u toj fazi plin prolazi kroz turboekspander. Nakon izmjene topline, plin niskog tlaka se komprimira na prethodno naveden način i ciklus se nastavlja (Bukowski et al., 2016).

Generirani rad iskoristi se u turbini za pokretanje kompresora povećavajući tlak dušika prije kompresije u glavnom rashladnom ciklusu.

Glavna prednost korištenja ekspandirajućeg ciklusa s dušikom je ta što je proces iznimno siguran. Ekspandirajući procesi koji koriste dušik imaju iznimno dobre karakteristike jer:

- Ne zahtijevaju velike kapacitete skladištenja i složene sustave upravljanja, čime s smanjuje potrebni prostor i težina.
- Najveći dio raspoloživog prostora može se koristiti za protok i obradu prirodnog plina.
- Proces je neosjetljiv na kretanje plovila jer je dušik uvijek u plinovitom stanju.

Proces s ekspanzijom dušika je jednostavan i zahtijeva manje opreme od ostalih rashladnih ciklusa, što smanjuje potrebni prostor. Izmjenjivači topline mogu biti raspoređeni prema potrebi čime je moguć prilagodljiv dizajn postrojenja. Treba imati na umu to da je kod procesa s ekspanzijom dušika smanjen protok rashladnog sredstva, ali se ne smije smanjiti kontaktna površina za prijenos topline s izmjenjivačem topline jer se time smanjuje i koeficijent prijelaza topline. Ekspanderi su vrlo pouzdani u radu s dušikom i potrebe održavanja su minimalne. Dušik se održava u plinovitoj fazi u svim točkama rashladnog

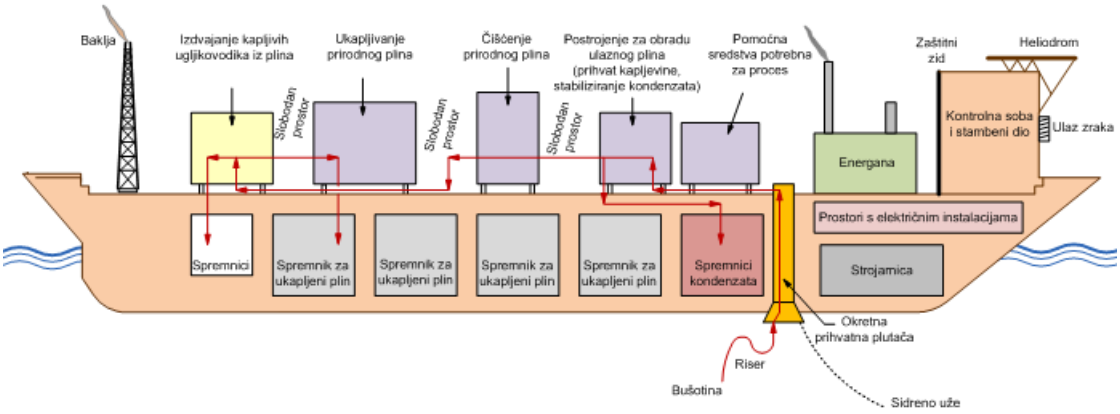
ciklusa tako da za razliku od drugih rashladnih ciklusa raspored izmjenjivača topline nije bitan. Zbog toga je cijeli proces manje osjetljiv na kretanje broda. Proces s ekspanzijom dušika je fleksibilan s obzirom na promjenjiv sastav ulaznog plina i zahtijeva minimalnu intervenciju operatera. Regulacija na točno određenu temperaturu nije bitna kao u slučaju ciklusa s mješovitim rashladnim sredstvom zbog čega je proces stabilniji. Važna je i sposobnost lakog i brzog isključenja postrojenja na siguran i pouzdan način, kao i ponovno pokretanje. Postrojenje se može pokrenuti iz stanja mirovanja u vremenskom periodu manjem od jednog sata, što je velika prednost u odnosu na procese s mješovitim rashladnim sredstvima koji trebaju i više sati nakon pokretanja da bi se postigli stabilni uvjeti rada. Sve navedeno čini proces s ekspanzijom dušika iznimno pogodnima za odobalnu primjenu (Bukowski et al., 2016).

5. IZGLED PLUTAJUĆEG POSTROJENJA

Smatra se da bi izgled FLNG postrojenja trebao prije svega biti određen sigurnosnim uvjetima.

Upravo zbog toga postoji određen raspored opreme od pramca prema krmi koji je opisan u nastavku, a isti je prikazan na slici 5-1. Na pramcu su smještene stambene prostorije s heliodromom, centralna kontrolna soba u kojoj se nadziru svi procesi na postrojenju te kontroliraju morski uvjeti, kao i sustav grijanja, ventilacije i klimatizacije usisanog zraka poznat kao HVAC (*engl. heating, ventilation and air conditioning*). Ovi dijelovi su smješteni upravo na pramcu kako bi se nalazili u zavjetrini u slučaju bilo kakvog istjecanja plina. S krmne strane stambenih prostorija se nalaze protupožarni i protueksplozivni zid. Slijedi dio za pogon postrojenja i njegovu opskrbu energijom, s usisima i ispusima zraka. Stoga nema nijednog izvora plina koji bi se nalazio uz vjetar bilo kojem usisu zraka, kao ni izvora zapaljenja niz vjetar bilo kakvoj opremi koja sadrži plin. Slijede pomoćna sredstva za obradu koja ne sadrže plin kao što su spremnici instrumentalnog zraka i dušika te uređaji za rashladnu vodu i grijući medij. Nalaze se upravo na tom mjestu u nizu elemenata na površini trupa kako bi se maksimizirala udaljenost između stambenih prostorija i uređaja za obradu plina. Zatim slijedi dio za obradu plina koji obuhvaća separator za hvatanje kapljevine iz struje plina (*engl. slug catcher*), doziranje inhibitora za sprječavanje nastanka plinskih hidrata te obradu kondenzata koji se zatim skladišti u spremnike. Struja plina dalje ide na obradu prilikom koje se iz plina izdvajaju određene komponente ili primjese koje plin čine neprikladnim za prodaju. Prvo se uklanjaju kiseli plinovi, slobodna voda ili vodena para, a ako ih ima krute čestice. Plin zatim ide u dio za odvajanje visokomolekularnih ugljikovodika tj. NGL-a (*engl. Natural Gas Liquids*). Ovdje se odvajaju etan, propan, butan, pentan i viši ugljikovodici te UNP koji se sastoji pretežito od propana i butana, a koji zatim odlazi u spremnik za ukapljeni naftni plin u trupu postrojenja. UNP je najopasniji fluid na FLNG postrojenju zbog niske temperature zapaljenja, visokog tlaka eksplozivnosti te velike relativne gustoće. Dio za odvajanje ukapljenog naftnog plina treba biti smješten na rubu, tj. krmi FLNG postrojenja kako bi se postigla maksimalna udaljenost niz vjetar od stambenih dijelova. Tako očišćeni plin odlazi u posljednji dio obrade, tj. uređaje za ukapljivanje prirodnog plina. Ovdje se taj plin komprimiranjem i dubokim hlađenjem na -161°C (-270°F) ukapljuje te na taj način prelazi u kapljevito stanje u kojem zauzima 600 puta manji obujam u odnosu na plinovito stanje.

Zatim se odvodi u visokotlačne kriogene spremnike koji se nalaze u trupu FLNG postrojenja. U svrhu postizanja što veće sigurnosti provode se istraživanja u cilju smanjenja mogućih istjecanja plina kako ona ne bi prerasla u eksplozije katastrofalnih razmjera. To se može spriječiti ostavljanjem otvorenih prostora između pojedinih cjelina na površinskom djelu trupa ili ugradnjom protueksplozivnih zidova između istih cjelina. Glavni problem koji se javlja kod ovog načina je što će protueksplozijski zidovi spriječiti prirodno strujanje zraka među cjelinama i povisiti eksplozivne tlakove kao i težinu opreme na površinskom djelu postrojenja. Upravo iz tog razloga se otvoreni prostori preferiraju kao rješenje (Festen i Leo, 2009).



Slika 5-1. Shema FLNG postrojenja (Festen i Leo, 2009).

Stoga prilikom projektiranja nužno treba razmotriti:

- Veličinu palube koja mora biti dovoljna za smještaj površinske opreme za obradu i ukapljivanje plina.
- Čvrstoću trupa koja mora biti dovoljna za oslonac za velike i teške površinske uređaje.
- Mogućnost izgradnje i montaže spremnika.
- Razvoj sredstava za siguran i učinkovit pregled, testiranje, održavanje i popravljanje odobalnog postrojenja.
- Promjene u sustavu opterećenja s obzirom na toplinske učinke, zamor materijala, vibracije i kretanje fluida.
- Zaštita spremnika od dodatnih slučajnih opterećenja kao što su sudari i nadtlak uslijed eksplozije.

5.1 TRUP POSTROJENJA

Standardnim oblikom trupa smatra se trup u obliku broda. Takav dizajn ima brojne prednosti, kao npr. sidrenje u jednoj točki što omogućava manje pokrete cijelog postrojenja. Viši i širi trupovi obično su potrebni zbog smještaja spremnika UPP-a, procesne opreme i opreme za ukapljivanje, a moraju biti sposobni raditi s djelomično popunjenim spremnicima. Većina FLNG postrojenja koristi membranski tip spremnika raspoređen u 2 reda, jedan pored drugog koji su razdvojeni tzv. uzdužnom pregradom. Prema tome, vrlo je važno da materijal korišten u izradi pregrade bude prikladan za uvjete u kojima će se naći, i u normalnim uvjetima i pri nekim kvarovima i propuštanjima primarne stijenke spremnika UPP-a.

FLNG postrojenja dizajnirana su za opterećenja i uvjete koji se susreću tijekom transporta do radne lokacije, za uvjete karakteristične za radnu lokaciju te za rad u oštećenom stanju. Uvjeti specifični za radnu lokaciju podrazumijevaju dizajn s obzirom na uvjete okoline (*engl. Design environmental conditions, DEC*) te dizajn za radne uvjete (*engl. Design operating conditions, DOC*).

a) DEC: Kao važna visina pri projektiranju uzima se u obzir najveća visina tzv. spektralnog vala u zadnjih 100 godina.
b) DOC: Dizajn za radne uvjete definira se kao ograničavajući uvjet koji će zahtijevati obustavu normalnih i uobičajenih radnji. Period ponovnog aktiviranja postrojenja povezan s DOC-om treba biti dulji od vremena koje odredi operator ili od 1 godine.
c) Uvjeti transporta: Valovi predstavljaju problem pri transportu iz brodogradilišta do mjesta postavljanja, odnosno radne lokacije, a postrojenje se transportira u određeno doba godine. U planiranju rute prijevoza razmatraju se najveći valovi u zadnjih 10 godina.
d) Oštećeno stanje: U oštećenom stanju postrojenje mora izdržati najveće valove u zadnjih godinu dana.

Raspodjela temperature u trupu i spremnicima određena je na temelju temperature okoline i temperature spremnika. Minimalna temperatura trupa određena je direktnim izračunima temperature, uzimajući u obzir učinkovitost bilo kakve izolacije i sredstva za hlađenje.

Izbor vrste čelika za trup i spremnike mora biti u suglasnosti sa brojnim propisima. Kada je razmještaj spremnika takav da su dva spremnika odvojena uzdužnom pregradom, materijal korišten za izradu pregrade mora ostati prikladan bez zagrijavanja, za temperature zraka od 5°C i temperature mora od 0°C. Razumno je postaviti strože kriterije za uzdužne pregrade nego za poprečne jer će lom uzdužne pregrade, uzrokovan grijanjem, vjerojatno smanjiti čvrstoću nosača trupa (Le Mogne et al., 2016).

Strukturna analiza

a) Početna jakost trupa:

Početna debljina metalne obloge, modularnih sekcija, uzdužnih krutih uložaka te jakost glavne nosive strukture se treba provjeravati na opterećenja izračunata iz uvjeta okoline, kao što su na primjer: unutarnji tlak, vanjski tlak, dinamička opterećenja uzorkovana pokretima postrojenja, termalna opterećenja, opterećenja uzrokovana zapljuskivanjem itd.

b) Strukturna analiza sučelja trupa:

Pri dizajnu trupa uzima se u obzir „sučelje“ između sustava za sidrenje i strukture trupa, te sučelje između modularne opreme montirane na palubi i strukture trupa. Strukturno sučelje definira se kao zona prijenosa opterećenja između glavne strukture trupa i montirane opreme, uključujući i sustav sidrenja.

c) Analiza zamora materijala:

Izdržljivost zavarenih spojnica i dijelova na krajevima koji se nalaze u područjima povećanog tlaka i na lokacijama sklonim zamoru, mora biti pregledana i ocijenjena. Faktor trajanja poveznica sučelja trupa (*engl. Fatigue design factor, FDF*) je faktor, jednak ili veći od 1, a primjenjuje se na svaki pojedini dio strukture te objašnjava, za neizvjesnost u procesu procjene zamora, posljedice kvara tj. kritičnost, te relativnu težinu pregleda i popravka.

d) Analiza dinamičkih opterećenja

Sastavni dijelovi dinamičkog opterećenja razmatrani pri gradnji trupa uključuju vanjsko opterećenje uzrokovano hidrodinamičkim tlakom, unutarnja dinamička opterećenja

(uskladištena tekućina, balasti te brojna oprema) i inercijsko opterećenje trupa. Veličina opterećenja pojedinih komponenti te njihove kombinacije određeni su posebnim izračunima za različite slučajeve kretanja trupa pri određenim uvjetima. Adekvatan oblik i dizajn trupa za sva moguća dinamička opterećenja procjenjuju se korištenjem prikladnih metoda analiziranja pojedinih elemenata.

e) Procjena rizika:

Procjena rizika provodi se radi identifikacije opasnosti te slučajnih nezgoda koje mogu utjecati na trup ili bilo koji dio oko njega. Cilj procjene rizika je identificirati područja trupa koji mogu zahtijevati veću kontrolu rizika i njenog mjerenja, a sve u svrhu svođenja rizika na minimalnu razinu. Iako postoji širok raspon potencijalnih nezgoda, ključni događaji koji mogu utjecati na trup su: sudari, požar, eksplozije te padanje dijelova opreme (Le Mogne et al., 2016).

Ideja FLNG-a temelji se na pretvorbi brodova ili prilagodbi jednostrukog trupa (*engl. monohull*), ali mogu se razmatrati i neki posebni izgledi trupa kao i jedinstveni oblici i koncepti. Kao i većina složenih pitanja, cjelokupna veličina trupa funkcija je tehničkih i komercijalnih razmatranja.

Za čelične trupove, ograničenje veličine trupa definirano je ograničenjima brodogradilišta. Trup FLNG-a mora biti u skladu s postojećim mogućnostima brodogradilišta bez pretjeranog utjecaja na komercijalnu strategiju brodogradilišta. Na temelju kapaciteta za izradu barži, tankera za transport nafte, brodova za transport UPP-a, dimenzije trupa od 475 m x 90 m, predstavljaju maksimalnu praktičnu veličinu koja se danas može sagraditi. Zbog određene fleksibilnosti u odabiru lokacije za gradnju, prihvaćene dimenzije trupa vjerojatno će biti manje od onih maksimalnih. Za jednostruke plutajuće trupove, dodatna širina može se dobiti betonskim trupom ili korištenjem nekog drugog oblika trupa.

Betonski trupovi građeni su u jednostavnim remontnim pristaništima koja su prilagođena za sadašnje dimenzije trupova. Alternativni oblici trupa dopuštaju fleksibilniju veličinu, ali nisu baš najučinkovitiji ili nisu isplativi za gradnju s obzirom na današnje tržište (Caswell et al, 2010).

Oprema na gornjem dijelu postrojenja raspoređena je u module. Kroz integraciju procesa i dizajna opreme, odgovarajući raspored na palubi i filozofija modularizacije omogućavaju da cijelo postrojenje bude dizajnirano za kupnju, gradnju, integraciju i normalno funkcioniranje.

Općenito, „prosječan“ gornji dio FLNG postrojenja bit će mnogo složeniji od i teži od „prosječnog „ FPSO postrojenja, a sami procesi predstavljaju dodatne rizike koji se ne susreću na FPSO postrojenju. Moduli mogu biti koncipirani na više različitih načina ovisno o ljestvici složenosti i težine, od manjih montiranih komada opreme, do unaprijed montiranih modula koji teže od nekoliko stotina do nekoliko tisuća tona. Za FPSO postrojenja dodatno se razmatraju dostupne opreme za podizanje, potrebne za instalaciju montažnih modula na trup FPSO postrojenja. Ta razmatranja jednako su primjenjiva na gornji dio FLNG-a, a ograničenja veličine i težine pojedinog modula funkcija su kapaciteta gradnje i kapaciteta podizanja i postavljanja dijelova na trup postrojenja.

Za FLNG, najveći sustav koji može biti dizajniran unutar jednog modula je jedinica za ukapljivanje, koja uključuje i svu potrebnu opremu i sustav hlađenja. Za jedinice manje veličine (1 milijardi m^3 /god i manje), jedinica se jednostavno modularizira na temelju ukupne težine i veličine opreme. Prihvaćanje većih modula vjerojatno će biti suočeno s ograničenjem veličine i težine tih modula koji se postavljaju na trup FLNG-a. Trenutni kapacitet podizanja pojedinih dizalica i kranova koji su danas dostupni je oko 2500 tona. Moduli koji teže više od tih 2500 tona mogu se postaviti korištenjem dva krana u tandemu, ili mobilizacijom većeg, manje dostupnog i skupljeg plutajućeg krana s kapacitetom dizanja od 10 000 do 12 000 tona. Uz probleme modularizacije gornjeg dijela, postoje i drugi problemi i rizici u pogledu gradnje i integracije. Ti problemi uključuju ne samo tehničke sposobnosti kompanije graditelja, nego i rizike povezane s konzorcijem za izgradnju i joint venture projektima (Caswell et al., 2010).

Nadalje, jedno od glavnih razmatranja pri dizajnu trupa i izboru opreme je kretanje trupa. Kretanja trupa utjecat će na rezultate izbora procesne opreme kao i izbor kompresora, spremnika za UPP, sustava za pretakanje, materijala za gradnju, odnosno na izbor svakog pojedinog dijela opreme. Međutim, utvrđivanje performansi trupa iterativni je postupak koji uključuje dizajn opreme (procesne i strukturne) te dizajn konfiguracije trupa; unutar tih procesa trup je „podešen“ tako da smanji utjecaj radne okoline te se mora najbolje prilagoditi svim radnim ograničenjima procesnog sustava i opreme.

Teoretski, ako je trup pretjerano velik u smislu duljine, širine i dubine, bit će prekrut za ublažavanje vanjskih utjecaja kao što su vjetar, valovi i morske struje. Iterativni postupak uključuje definiciju raspodjele opreme, definiranje raspodjele težine gornjeg dijela, dizajn trupa i analize. Ako su rezultati analiza kretanja trupa, za naznačenu opremu, u početku prekomjerni tada se ponovno radi proces dizajna radi postizanja željenih rezultata. To se postiže mijenjanjem rasporeda opreme, rasporeda težine ili pak mijenjanjem dimenzija ili oblika trupa. Svaki trup će odgovoriti drugačije ovisno o statističkim i dinamičkim silama: posebni testovi koriste se za provjeru dizajna trupa kada se očekuje njegova izloženost vjetru i/ili udarcima valova. Kao rezultat, ideja dopustivih granica pokreta trupa osnovana je na poznatim problemima izbora opreme, uravnotežena s ostalim faktorima kao što su ljudski faktor i sigurnost osoblja u području njihova boravka.

Suprotno od ostalih definiranih ograničenja, ne postoji fiksna granica dopuštenog pokreta trupa jer glavni problem je odvijanje procesa i korisnost opreme na određenoj lokaciji. Predvidljivi, ali rijetki događaji kao što su uragani i cikloni moraju se razmatrati kako bi se zaštitilo postrojenje, a takvi uvjeti se ne bi trebali smatrati normalnim. Ključ uspješnosti FLNG postrojenja je dizajn trupa koji će dopustit dostupnost opremi i odvijanje procesa, a u isto vrijeme pružiti dovoljnu sigurnost za osoblje i opremu (Caswell et al., 2010).

5.2 SPREMNICI

Zapljuskivanje fluida u spremnicima zbog vanjskih uvjeta treba uzeti u obzir kod svih spremnika konstruiranih za prenošenje tekućina, a osobito kod spremnika velikih dimenzija koji se obično koriste za skladištenje i prijevoz UPP-a. Glavni utjecaji na dizajn spremnika vezani uz spomenuto zapljuskivanje su :

- Utjecaj valova na stijenke spremnika.
- Utjecaj valova na unutarnju strukturu spremnika, npr. nosače i uronjive sisaljke.

Spremnici projektirani za brodsku primjenu ne mogu se izravno upotrebljavati na FLNG postrojenjima, iako razina potrebnih promjena varira između tehnologija izrade spremnika i ovisi o uvjetima u kojima se oni koriste. S obzirom na zapljuskivanje koje se javlja u spremnicima zbog vanjskih uvjeta, glavna razlika između spremnika na FLNG postrojenju i onog na brodu za prijevoz je u razini punjenja. Djelomično ispunjeni spremnik će biti jače izložen zapljuskivanju unutar njega nego spremnici s višom razinom punjenja. Spremnici koji će se koristiti na FLNG postrojenjima biti će ili samonosivi prizmatski koji su skupi ali nisu osjetljivi na zapljuskivanje koje se javlja u spremniku, ili više manjih membranskih spremnika koji će također izdržati spomenuto zapljuskivanje, ali samo do određenih morskih uvjeta. Moguće je i kombiniranje spremnika različitog tipa, ali je tada potrebno aktivno prepumpavanje između spremnika kako bi se spriječilo da manje čvrsti spremnici budu polu-puni prilikom loših vremenskih uvjeta. Ukupni kapacitet spremnika za UPP na FLNG postrojenju trebao bi biti dovoljno veći od kapaciteta brodova za prijevoz ukapljenog prirodnog plina kako bi se moglo nesmetano nastaviti s proizvodnjom u slučaju da brod odgodi dolazak ili da loši vremenski uvjeti spriječe istovar.

5.1.1. Samonosivi spremnici

Sa stajališta zapljuskivanja tekućine u spremnicima, Moss sferični spremnici tipa B su dobar izbor za FLNG postrojenja. Brojna ispitivanja i numeričke simulacije su pokazali da zapljuskivanje tekućine može biti značajno i u ovim spremnicima, posebice ako su

djelomično napunjeni, ali pritisak koji se javlja uslijed tog zapljuskivanja tekućine je beznačajan upravo zbog sferičnog oblika spremnika. Preuzimanju kombiniranog opterećenja i zapljuskivanja tekućine koje se očekuje za vrijeme rada plovila namijenjen je središnji prsten spremnika. Spremnici izrađeni od ploča aluminijskih slitina, s dvostrukom stijenkom te toplinskom izolacijom koja se sastoji od ploča fenolske i poliuretanske pjene koji su zakovicama pričvršćeni na vanjsku stijenku. Prije upotrebe ovih spremnika na FLNG postrojenju bez obzira da li se radi o novogradnji ili pretvorbi broda treba napraviti procjenu zamora materijala središnjeg prstena i njegovih oslonaca te stijenke spremnika. Implikacije projektiranja tornja i njegovih oslonaca će ovisiti o okolišnim uvjetima i radu postrojenja (Fagan et al., 2010).

5.1.2. Prizmatski spremnici tipa B

Neovisni prizmatski spremnici tipa B rađeni su u obliku kvadra, a i veličinom su slični membranskim spremnicima te će biti izloženi značajnom zapljuskivanju osim ako im se u unutrašnjosti ne nalazi struktura za ograničavanje zapljuskivanja. Vršni utjecaj tlaka na stijenke spremnika ne bi trebao biti velik kao kod membranskih spremnika zato što se unutar spremnika nalaze ploče povećane krutosti koje preuzimaju opterećenja. Spremnici ovog tipa su veoma slični cjelovitim spremnicima u brodovima i na naftnim FPSO postrojenjima koji su manji i imaju unutarnju pregradu koja ograničava zapljuskivanje. Važna karakteristika uzeta u obzir pri konstrukciji ovih spremnika je promjena temperature prilikom istovara ukapljenog prirodnog plina pa je omogućeno termičko širenje i stezanje spremnika (Fagan et al., 2010).

Sve se više važnosti pridaje razvoju aluminijskog dvopregradnog spremnika (*engl. Aluminium Double Barrier Tank- ADBT*) spremnika. To je novija vrsta spremnika koja može izdržati zapljuskivanje fluida unutar spremnika i prikladna je za manja FPSO postrojenja ili teške radne uvjete.

5.1.3. Membranski spremnici

Membranski spremnici su naročito podložni zapljuskivanju tekućine zbog velikih dimenzija i otvorene unutrašnjosti. Kod brodova koji koriste ovaj tip spremnika je

potrebno održavati spremnik ispunjen iznad 70% visine spremnika ili ispod 10% visine spremnika kako bi se spriječila oštećenja uzrokovana zapljuskivanjem tekućine u spremnicima (Fagan et al., 2010). Opasnosti za membranske UPP spremnike uzrokovane zapljuskivanjem tekućine su:

- Strukturna oštećenja izolacije zbog utjecaja zapljuskivanja što može dovesti i do oštećenja membrane, a ujedno se gubi čvrstoća i učinkovitost izolacije
- Strukturna oštećenja unutarnjeg trupa koji potpomaže izolaciju te potencijalno narušavanje nepropusnosti membrane ili ulazak balastne vode u izolacijski prostor
- Strukturna oštećenja pristupnog tornja i njegovih oslonaca što može dovesti do probijanja membrane i gubitka sposobnosti upravljanja teretom

Membranski spremnici rađeni su u obliku kvadra, a načinjeni su od laganih i rastezljivih materijala. Ne preuzimaju silu koja se javlja unutar spremnika nego za to služi izolacija koja je prenosi na trup broda. Izolacija mora biti kruta i obavijati cijeli spremnik te omogućavati termičko rastezanje i skupljanje spremnika. Postoje 3 vrste membranskih spremnika: GT No. 96, Technigaz Mark III i GTT CS1.

Tip spremnika GT No. 96 se sastoji od: dva sloja sanduka od šperploče u kojima se nalazi materijal za toplinsku izolaciju (perlit); i dvije metalne membrane. Uloga metalnih membrana je da služe kao primarna i sekundarna prepreka istjecanju ukapljenog plina. Slojevi metala i šperploče se izmjenjuju, tako da je primarna membrana u kontaktu s ukapljenim plinom, iza nje je sloj sanduka od šperploče, zatim sekundarna membrana, te na kraju drugi sloj sanduka od šperploče koji je pričvršćen za trup broda. Metalne membrane, debljine 0,7 mm, načinjene su od Invara, legure željeza i nikla, s udjelom željeza 64% i nikla 36%. Ova je legura izabrana zbog svojeg vrlo malog koeficijenta termičkog rastezanja.

Spremnici Technigaz Mark III se sastoje od primarne i sekundarne membrane, te toplinske izolacije. Raspored membrana i slojeva izolacije je jednak onom kod tipa GT No. 96. Primarna je membrana izrađena od nehrđajućeg čelika i naborana je kako bi se omogućilo termičko rastezanje i skupljanje membrane. Debljina joj je 1,2 mm. Toplinska izolacija iza primarne membrane izrađena je od slojeva sanduka od šperploče unutar kojih se nalazi armirana poliuretanska pjena. Unutar izolacije nalazi se sekundarna membrana, koja je

zapravo kompozitni materijal načinjen od aluminijske folije i vlakana od fiberglasa (Posavec et al, 2010).

Tip spremnika CS1 (Combined System 1), kojeg je projektirala tvrtka GTT, ne donosi ništa revolucionarno u pogledu konstrukcije membranskih spremnika, već ujedinjuje karakteristike spremnika No. 96 i Mark III. Primarna membrana koja je u doticaju s ukapljenim prirodnim plinom je izrađena od Invara, debljine 0,7 mm. Izolacija se sastoji od dva sloja, između kojih se nalazi sekundarna membrana. Izolacija je izrađena od drvenih sanduka ispunjenih poliuretanskom pjenom. Sekundarna membrana je kompozitni materijal načinjen od dva sloja mreže od staklenih vlakana između kojih se nalazi aluminijska folija. Na slici 6 prikazan je presjek spremnika GTT CS1 (Posavec et al, 2010).

Karakteristike opisanih spremnika prikazane su na slici 5-2.

	Membranski			Samonosivi	
	GTT Mark III	**GTT No. 96**	**GTT CS-1**	**Kuglasti (Moss)**	**Prizmatski (tip B)**
Oblik spremnika					
Stijenka spremnika	Nehrđajući čelik	Invar (36% nikla)	Invar (36% nikla)	Legura aluminija, nehrđajući čelik	Legura aluminija, čelik s 9% nikla
Debljina stijenke (mm)	1,2	0,7	0,7	50	10~25
Toplinska izolacija	Armirana poliuretanska pjena	Perlit	Armirana poliuretanska pjena	Poliuretanska pjena	Poliuretanska pjena
Debljina toplinske izolacije (mm)	250~350	470~550	250~350	250	250

Slika 5-2. Karakteristike pojedinih vrsta spremnika za skladištenje ukapljenog prirodnog plina (Posavec et al, 2010)

Najučinkovitija mjera za smanjenje učinka zapljuskivanja tekućine u spremnicima je smanjivanje dimenzija spremnika. Stoga je za FLNG postrojenja predložen razmještaj sa dva usporedna reda spremnika prikazan na slici 5-3.

Slika 5-3. Prikaz dva usporedna reda spremnika (Fagan et al., 2010)

5.3. PRETAKANJE UPP-A

Jedna od najkritičnijih operacija na FLNG-u je pretakanje UPP-a. Pouzdano pretakanje UPP-a i UNP-a ključni su za održavanje dostupnosti kada se ti produkti otpremaju na različite destinacije. Operacije pretakanja sa FLNG postrojenja mogu se izvoditi tradicionalnom opremom, zglobnim cijevima za pretakanje (*engl. loading arms*) za usporedo povezivanje (*engl. side-by-side*), ili novom tehnologijom, primjenom kriogenih zračnih crijeva ili plutajućih kriogenih crijeva za tandemsko povezivanje. Za većinu projekata, pretakanje kondenzata provodi se tandemskim povezivanjem slično kao i na naftnim FPSO postrojenjima.

Zglobne cijevi za pretakanje dio su opreme koja se koristi na FLNG postrojenjima i terminalima za uplinjavanje, za pretakanje UPP-a i UNP-a na brodove za transport. Zglobne cijevi za pretakanje funkcioniraju s velikom pouzdanošću iako su brodovi podvrgnuti pokretima, čak i kada su zaštićeni od jakih udara valova. S povećanim pokretima, glavni problemi su uspostavljanje početnog priključka broda za transport i spremnika na FLNG postrojenju. Kako bi usavršili već dobru poznatu tehnologiju, proizvođači zglobnih cijevi za pretakanje (npr. tvrtka FMC) razvili su sustav za pomoć pri spajanju (*engl. connection assisting system, CAS*), kao sredstvo za sinkronizaciju pokreta između broda i postrojenja. Kao primjer, CAS dopušta pokrete i pomake od 4 do 5 m u svim smjerovima, što je poboljšanje s obzirom na dosadašnje pokrete.

Kriogena zračna ili plutajuća crijeva omogućit će pretakanje u najizazovnijim područjima. Tehnologija pretakanja crijevima omogućava veću udaljenosti između brodova; kao rezultat, takva tehnologija može se koristiti i u tandemskom i u usporedom povezivanju, iako je preporučena za tandemsko. Fleksibilna crijeva moraju izdržati izrazito niske temperature, spriječiti prolaz topline iz okoline te izdržati opterećenja jer se operacija pretakanja ponavlja. Primjer testiranja 16“ –nog fleksibilnog crijeva prikazan je na slici 5-4. Zračna crijeva zahtijevaju modifikaciju postojećih LNG brodova kako bi se osigurali priključci i cjevovodi potrebni za pretovar (Caswell et al., 2010).

Slika 5-4. Testiranje 16“-og kriogenog zračnog crijeva (Caswell et al., 2010)

Kapacitet proizvodnje FLNG postrojenja i njegova udaljenost od tržišta, točnije od terminala za ponovno uplinjavanje će odrediti potreban broj i veličinu tankera za prijevoz LNG-a. Podaci o lokaciji će odrediti kretanje trupa i broda za daljnji prijevoz LNG-a, a iz toga će proizići odabir metode za pretovar.

Postoje 3 metode pretovara LNG-a s obzirom na način povezivanja broda i postrojenja:

- Usporedo
- Tandemsko povezivanje sa sredinom broda
- Tandemsko povezivanje sa sustavom opterećenja pramca

5.3.1. Usporedo povezivanje postrojenja i broda

Ovakav način istovara (slika 5-5.) ima velike prednosti ako se koriste konvencionalni UPP brodovi bez ikakvih izmjena, jer to znači da nije potrebno specijaliziranje flote što smanjuje troškove. Osim toga, zglobne cijevi za pretakanje su dostupnije i provjerene pri radu terminala na kopnu. Zglobne cijevi za pretakanje sastoje se od krutih cijevi povezanih rotacijskim spojnicama dopuštajući pokrete od 6° na spoju sa spremnikom. S druge strane operacija privezivanja je prilično složena, budući da su potrebna četiri tegljača i dvanaest konopaca za ostvarivanje veze između FLNG-a i UPP tankera. Istovar zglobnim cijevima ne dopušta široko područje gibanja. Odvajanje dvaju plovila će se postići bokobranima koji zbog sprječavanja kontakta plovila preuzimaju opterećenja koja treba uzeti u obzir prilikom projektiranja trupa plutajućeg postrojenja (Teles et al., 2010).

Slika 5-5. Usporedo povezivanje (lngpedia.com, 2009)

5.3.2. Tandemsko povezivanje postrojenja sa sredinom broda

Ovaj način podrazumijeva povezivanje brodova s krmom postrojenja za ukapljivanje. Udaljenost između brodova treba biti oko 150 metara i potreban je samo jedan konop. Uzimajući u obzir povezivanje na crijeva na sredini broda, potrebna su plutajuća kriogena crijeva.

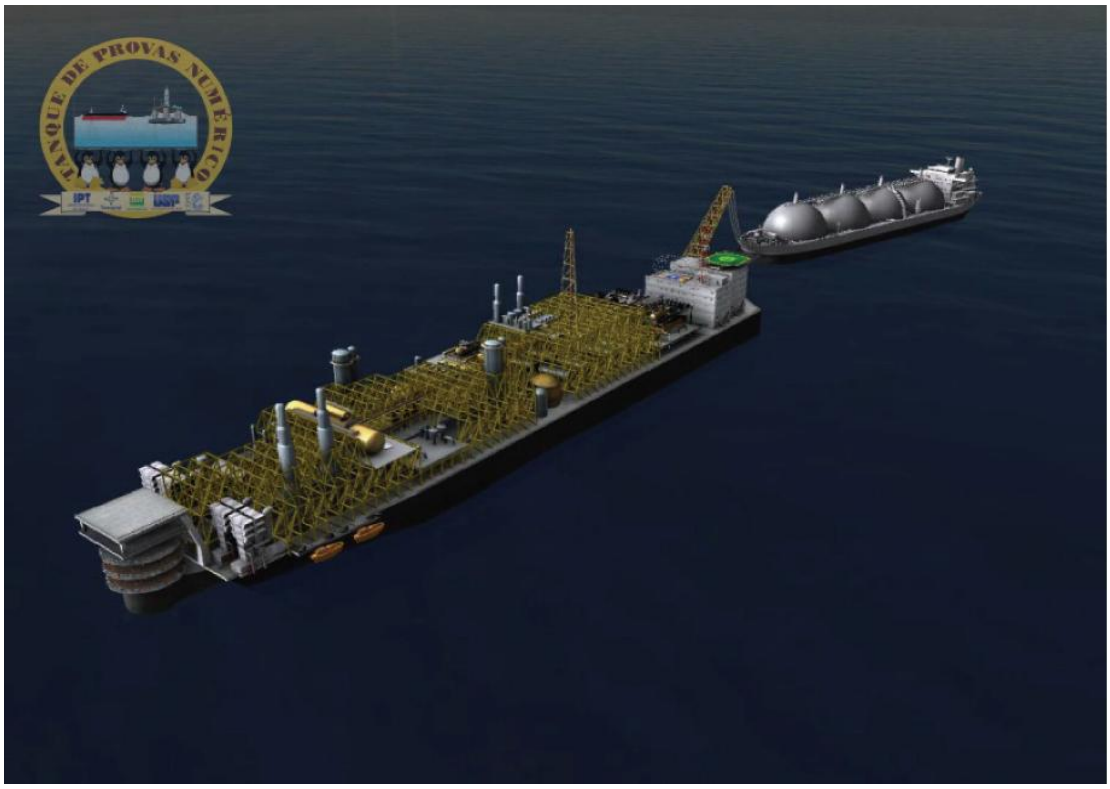
Da bi se postiglo približavanje i privezivanje potreban je najmanje jedan brod tegljač. Prema tome, potreban je jedan brod kao linija rukovanja koji će prevesti crijeva od FLNG-a do broda prijevoznika. Brodovi za prijevoz ne bi trebali nikakve izmjene za ovakav način rada. Međutim, trebalo bi bolje proučiti kapacitet vitla i konstrukciju sidrišta broda za prijevoz UPP-a (Teles et al., 2010).

Crijeva za pretakanje višeslojne su konstrukcije koje se sastoje od unutarnjeg crijeva ugrađenog u izolaciju, vanjski oklop i potporu. Crijevo može biti izrađeno od raznih metala i valovitog oblika ili od određenih polimernih materijala potpomognutih nehrđajućim čelikom. Imaju dovoljnu duljinu i fleksibilnost kako bi omogućila pokrete na spojnim točkama na oba kraja (Le Mogne et al., 2016). Zbog velike dužine crijeva, gubici uslijed trenja su značajni pa dolazi do smanjenja protoka. Prema tome, potrebno je više vremena za dovršavanje ukupnog procesa i višestruki vodovi za pretovar UPP-a. U oba slučaja operacija postaje složenija i manje sigurna.

Problem je i što kriogena plutajuća crijeva još nisu potpuno razvijena i istražena.

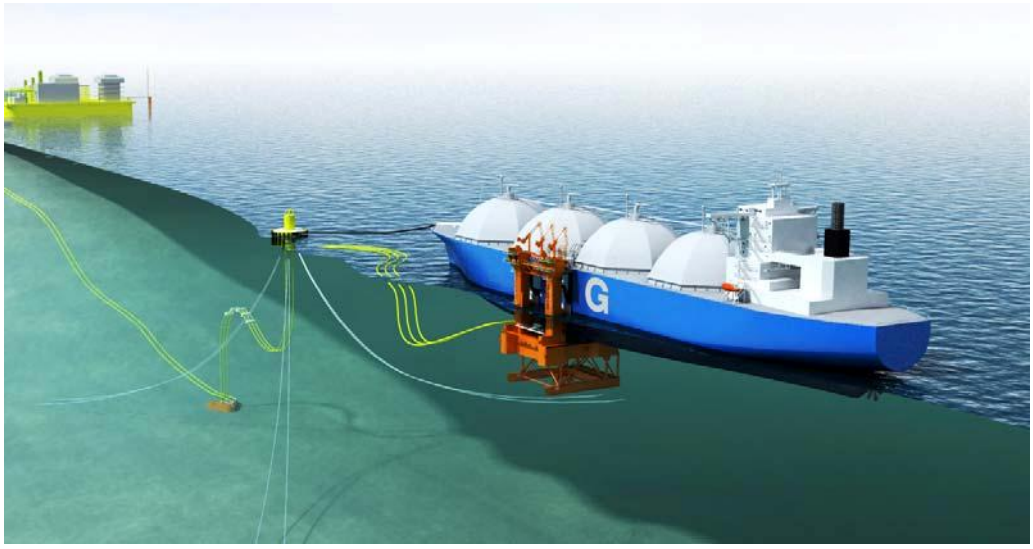
5.3.3. Tandemsko povezivanje sa sustavom opterećena pramca

Kod ovog načina, brod za prijevoz UPP-a je povezan s pramcem FLNG-a (slika 5-6.). Za povezivanje se koriste dva užeta. Dostupna tehnologija za ovu vrstu operacije podrazumijeva primjenu zračnih crijeva koja ne smiju biti u kontaktu s vodom. Udaljenost od FLNG-a do broda za prijevoz UPP-a iznosi oko 100 m, kako bi se lakše izdržali veliki valovi. Istraživanja ukazuju na potrebu precizne kontrole položaja za pristup, povezivanje i UPP-a. Za sigurnije izvođenje operacije potreban je sustav dinamičkog pozicioniranja broda prijevoznika koje se postiže propulzijskim uređajem, zbog čega je potrebna specijalizirana flota brodova za prijevoz UPP-A. U osnovi je ova konfiguracija vrlo slična standardnom istovaru sirove nafte (Teles et al., 2010).



Slika 5-6. Tandemsko povezivanje sa sustavom opterećenja pramca (Teles et al., 2010)

Sve više truda pridaje razvoju novog načina istovara. Radi se o istovaru ukapljenog plina iz FLNG postrojenja u UPP tankere preko plutače korištenjem podmorskih i plutajućih crijeva (slika 5-7.). Korištenje ovog načina istovara kod brodova za prijevoz ukapljenog prirodnog plina s Moss spremnicima koji su otporni na zapljuskivanje fluida u spremnicima će omogućiti sidrenje dva broda istovremeno.



Slika 5-7. Istovar preko plutače (Festen i Leo, 2009)

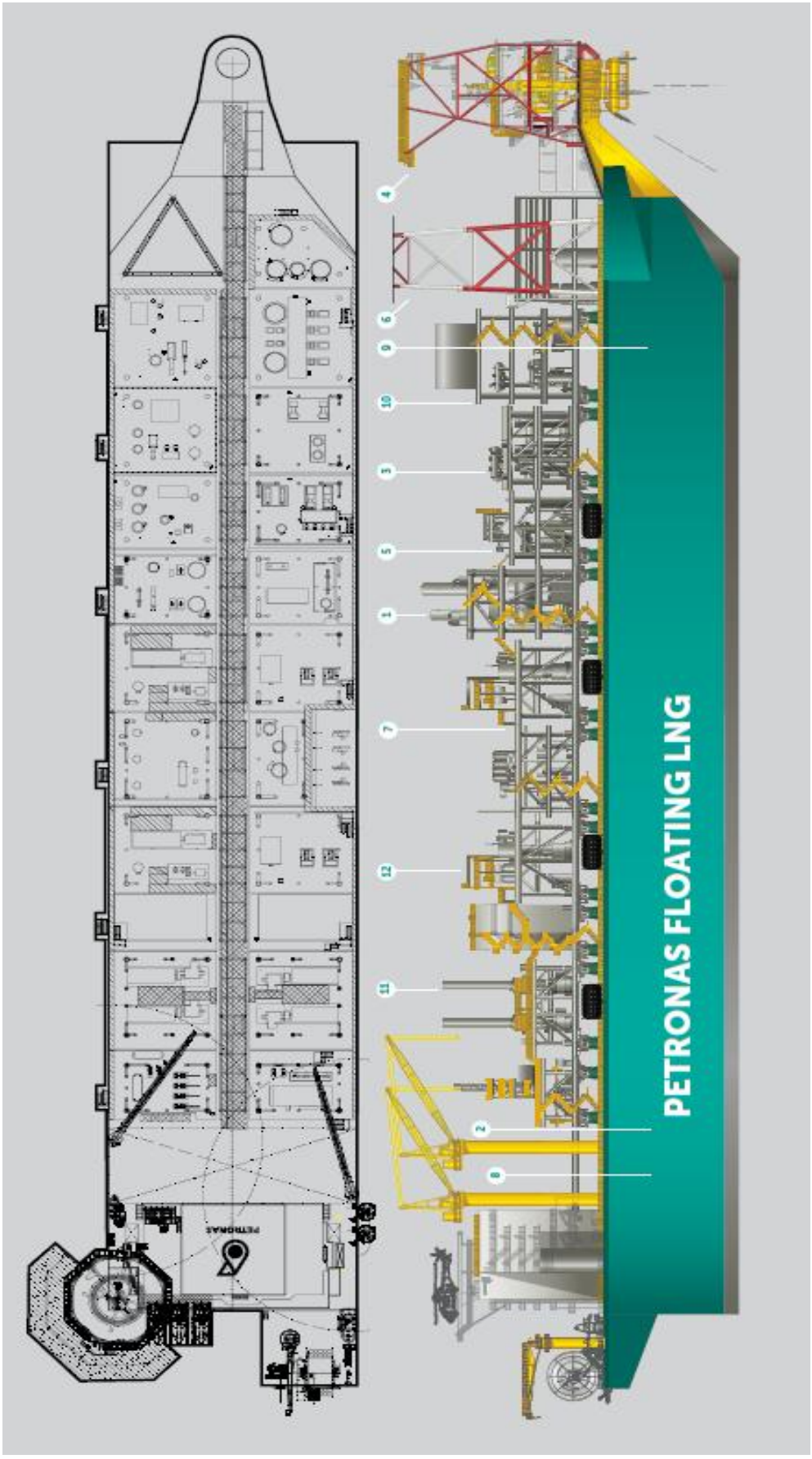
6. POSTOJEĆI TERMINALI

6.1. PETRONAS FLNG

Prvo aktivno plutajuće postrojenje za ukapljivanje prirodnog plina je Petronas FLNG. Poznato je i pod nazivima PFLNG1 i PFLNG Satu. Namijenjeno je proizvodnji plina iz plinskog polja Kanowit, udaljenog 180 km od malezijske obale, odnosno luke Sarawak. Iako je Shellovo postrojenje Prelude prvo najavljeno FLNG postrojenje, PFLNG1 je prvo plutajuće postrojenje koje započelo s radom. PFLNG1 konstruiran je u brodogradilištu Daewoo u gradu Okpo, Južna Koreja, a gradnja je trajala četiri godine. Postrojenje je sredinom 2016. godine napustilo brodogradilište te je dotegljeno na predviđenu lokaciju gdje je usidreno (ship.technology.com, 2017). Kapacitet ukapljivanja postrojenja je 1,8 milijardi m^3 godišnje, a duljina postrojenja iznosi 365 m, širina 60 m, a visina 30 m te uz pune spremnike teži 120 000 tona. U rad je pušteno u prosincu prošle godine, a prvi UPP namijenjen je tržištu Južne Koreje i pretovaren je na brod Selli Cameelia kapaciteta 200 000 m^3 (LNG worlds news, 2017).

Postrojenje se može premještati na nekoliko lokacija unutar malezijskog područja nakon pet godina rada. Namjene postrojenja za preostalih petnaest godina rade jedan je od najvećih izazova tijekom dizajniranja cjelokupnog projekta. Naime, zadnja otkrića ležišta plina ukazivala su na ležišta kiselog plina što znači da vođenje projekta može uključiti dvije situacije odnosno da se na tim ležištima mora obavljati dodatna obrada plina koji sadrži 20% CO_2. Takav fazni koncept projekta namijenjen je smanjenju početnih kapitalnih troškova projekta. Varijacije u kvaliteti dobivenog plina javljaju se zbog promjena uvjeta u podzemlju, odnosno promjene tlaka, temperature i sastava tla. Izbor opreme i tehnologije za procese na postrojenju zahtijevao je opsežne procjene spremnosti dobavljača da dizajniraju sve pojedine komponente i dijelove jer svaki proces ima svoje izazove i zahtjeve za korištenje na otvorenom moru, dubine do 200 m.

U nastavku su navedeni pojedini dijelovi postrojenja i njihov opis, a ono je prikazano na slici 6-1.



Slika 6-1. Komponente PFLNG1 postrojenja (petronasofficial.com, 2017)

1. Dio za izdvajanje kiselih plinova nalazi se na središnjem dijelu postrojenja. CO_2 i H_2S potrebno je izdvojiti iz dobivenog plina kako bi se spriječilo smrzavanje pojedinih komponenti u kriogenim procesima te kako bi se zadovoljile specifikacije UPP-a. Dok je već poznato da PFLNG1 prima plin s određenog polja prvih pet godina rada, druga faza rada u kojem se očekuje velik udio CO_2 još uvijek je otvorena. Parametri plina iz te druge faze izvedeni su na temelju procjene iz prikupljenih podataka sa obližnjih i povezanih plinskih polja. U dobivenom plinu nalazit će se CO_2, H_2S, propan, butan, C5+ komponente, voda i pijesak. Nakon brojnih istraživanja, za izdvajanje kiselih plinova izabran je aminski proces, zbog manjeg gubitka ugljikovodika i manje potrošnje energije u odnosnu na kombinirani aminsko-membranski proces (Ahmad et al., 2014).

2. Skladišni prostor za kondenzat nalazi se na stražnjem dijelu postrojenja i iznosi 20 000 m^3, a sastoji se od dva povezana membranska spremnika (Petronasofficial.com, 2017).

3. Uklanjanje žive potrebno je zbog izdvajanja žive iz dobivenog plina kako bi se spriječila korozija na aluminijskoj opremi u procesu ukapljivanja. Taj dio procesnog dijela nalazi se uz dehidracijsku kolonu (Petronasofficial.com, 2017).

4. Vanjski toranj je slobodno ovješen s fleksibilnim razjerima i mogućim dodatnim rajzerima te središnjom linijom za buduće lokacije. Robusnih je dimenzija kako bi izdržala razne metoceanske uvjete (Ahmad et al., 2014).

5. Dehidracijska kolona služi za isušivanje plina radi sprečavanja smrzavanja i povećanja volumena u procesu ukapljivanja (Petronasofficial.com, 2017).

6. Baklja

7. Kao proces za ukapljivanje izabran je AP-N proces. Razvila ga je kompanija Air Products & Chemicals Int. (APCI).

8. Sustav za usis morske vode nalazi se na stražnjem dijelu, a crpi morsku vodu s dubine od 50 m (Petronasofficial.com, 2017).

9. Skladišni prostor za UPP sastoji se od dva reda po četiri membranska spremnika, ukupnog kapaciteta 177 000 m^3. Kao tip spremnika odabran je GT No. 96, a njegov odabir temelji se na neograničenom ispunjenju, najmanjoj osjetljivosti na zapljuskivanje te s najmanjim početnim troškovima (Ahmad et al., 2014) .

10. Ulazno postrojenje služi za separaciju plina od tekućih ugljikovodika, vode i pijeska.

11. Postrojenje za proizvodnju energije.

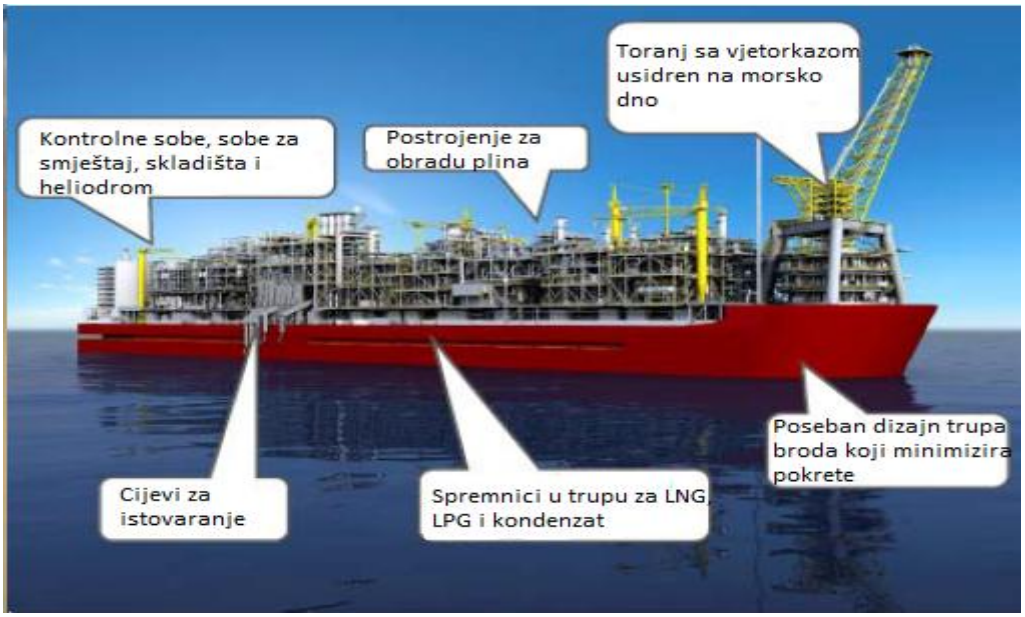
12. U dijelu za izdvajanje teških ugljikovodika iz suhog plina uklanjaju se benzen i drugi teški ugljikovodici kako bi se spriječilo smrzavanje u jedinici za ukapljivanje, i kako bi se pridobile komponente UNP-a iz teških ugljikovodika (Petronasofficial.com, 2017).

Kompanija Petronas je planirala svoje drugo odobalno postrojenje, pod nazivom PFLNG2. Kapacitet ukapljivanja tog postrojenja trebao je biti 2,1 milijarde m^3 godišnje. Trebao je biti smješten 240 km od malezijske luke Sabaha, u Rotan plinskom polju koje se nalazi unutar Južnog kineskog mora. Trup postrojenja dug je 395 m već je izgrađen, a s punim spremnicima težio bi 134 000 tona. Iako je proizvodnja s ovog postrojenja trebala započeti u 2018. godini, vodstvo kompanije Petronas odlučilo je obustaviti projekt, a kao glavni razlog navode pad cijena nafte na svjetskom tržištu. Planirani početak rada tako je najavljen za 2020. godinu (LNG world news, 2017).

6.2. PRELUDE

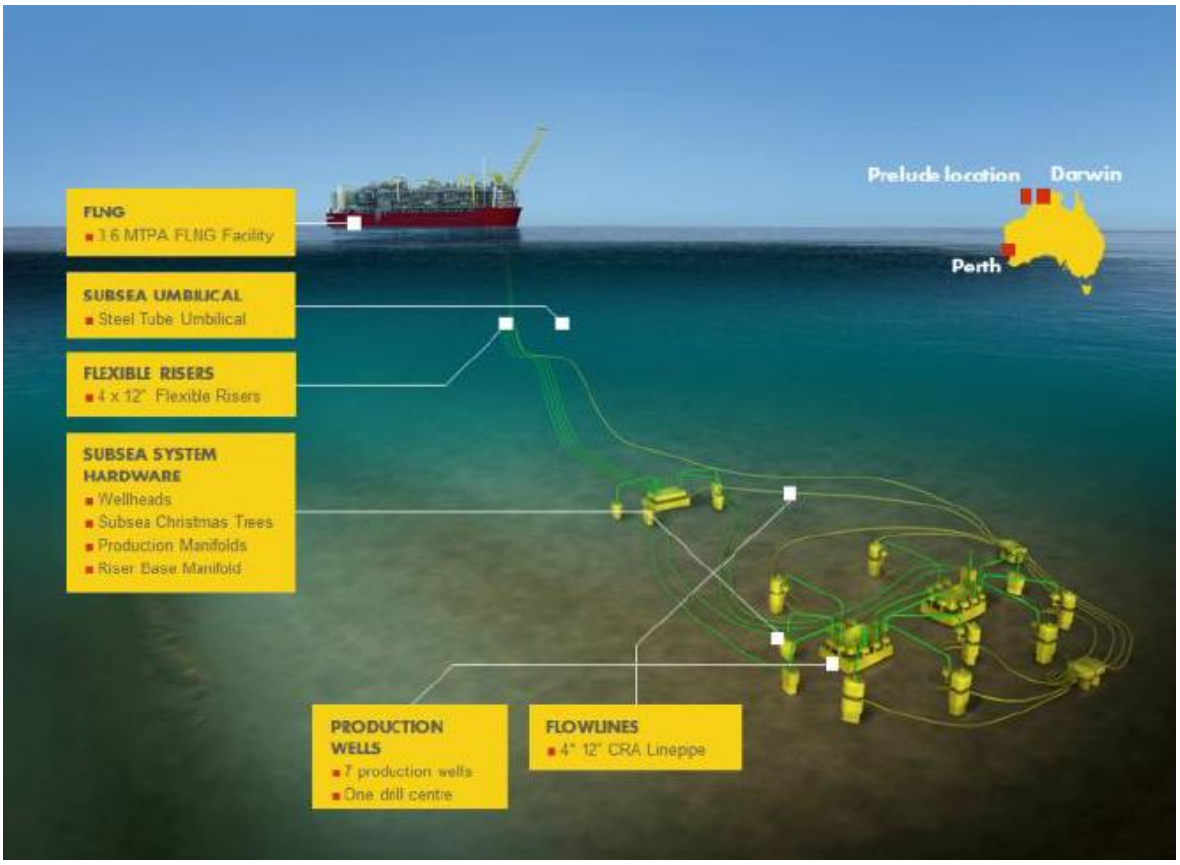
Prvo odobalno postrojenje za ukapljivanje prirodnog plina, projekt je kompanije Shell i najveće je plovilo ikad sagrađeno, dužine 488 metara i širine 74 metra s dubinom gaza od 18 metara. Postrojenje je izrađeno u Samsung Heavy brodogradilištu u Geojeu, Južna Koreja. Bit će stalno usidreno u Australskim vodama, otprilike 475 kilometara sjeveroistočno od Brooma i 825 kilometara zapadno od Darwina, uz predviđeni radni vijek od 25 godina. Preludeom rukovodi kompanija Shell u partnerstvu s INPEX-om (17,5%), KOGAS-om(10%) i OPIC-om (5%). Vrijednost samog projekta procjenjuje na 4 do 5 milijardi američkih dolara na milijun tona proizvodnog kapaciteta (1 MT= 1,38 milijardi m^3). Plinsko polje Prelude otkriveno je 2007. godine, s dodatnim poljem Concreto, otkrivenim 2009. godine. Zajedno ta dva polja imaju dokazane rezerve oko $8{,}5x10^{10}$ m^3 prirodnog plina. Operacija izrade bušotine završeno je krajem 2015. godine (Van Nispen et al., 2016). Prihvat plina iz proizvodnih bušotina i postrojenja za obradu, separaciju i

ukapljivanje nalazi se na prednjem dijelu postrojenja gdje se nalazi i oprema za istovar. Skladišni dio i pogonski sustav nalaze se u trupu broda. Postrojenje, također, sadržava kontrolnu sobu i mjesto za smještaj preko 300 zaposlenika koji će stalno boraviti na njemu (slika 6-2.).



Slika 6-2. Raspored opreme na plutajućem odobalnom postrojenju za ukapljivanje prirodnog plina (Caymo i Cohen, 2017)

Projekt Prelude uključuje FLNG postrojenje i podvodnu opremu koja uključuje: proizvodne bušotine, erupcijske uređaje bušotine, razdjelne stanice, protočne linije, fleksibilne rajzere i središnju liniju. Proizvodni dio postrojenja uključuje sedam proizvodnih horizontalnih bušotina i razdjelnih stanica te središnji dio za kontrolu bušotina i s njima povezanih postrojenja (slika 6-3.). FLNG je s bušotinama povezan pomoću četiri protočne linije promjera 0,3048 m (12“) i fleksibilnih rajzera usmjerenih na toranj/kupolute kroz njih prolazi plin i kondenzat. Te unutarnje kupole prikladnije su za polja koja zahtijevaju veće i zahtijevnije podvodne sustave i povećan broj rajzera. Postrojenje je s podvodnom opremom i bušotinama povezana središnjom linijom (*engl. umbilical link*). Ta središnja linija pruža hidrauličku, električnu i kemijsku energiju koja omogućava kontrolu i komunikaciju s podvodnom opremom. Prelude će biti usidren u vodi dubine otprilike 240 m pomoću 16 sidrenih linija, a po četiri linije spajaju se na jedan pilot zabijen u morsko dno.



Slika 6-3. Podvodna proizvodna infrastruktura Prelude postrojenja (Caymo i Cohen, 2017)

Kao proces za ukapljivanje odabran je Shellov Proces s dva mješovita rashladna sredstva-DMR. Glavna procesna oprema kao što su apsorpcijska kolona i glavni kriogeni izmjenjivači topline prilagođeni su morskim uvjetima i učinkovito rade u takvim okolnostima. Posebno dizajnirani rajzeri crpit će vodu na određenoj dubini oceana koja je potrebna u procesu ukapljivanja i ostalim procesima. Učinkovitost procesa povećava se sa smanjenjem temperature vode. Kapacitet crpljenja je oko 50 000 m^3/h, a crpit će s dubine od oko 150 m jer je voda na tom predjelu hladnija za oko 10 °C u odnosu na temperaturu vode na površini mora.

Sustav spremnika temelji se na sustavu spremnika koji se koristi u brodovima za transport UPP-a. Međutim, FLNG zahtijeva spremnike koji su dizajnirani tako da izdrže pokrete vode ili zapljuskivanje, te opterećenja kada je djelomično popunjen. Prelude ima šest spremnika za UPP ukupnog kapaciteta 220 000 m^3, četiri za UNP kapaciteta 90 000 m^3 te dva za kondenzat kapaciteta 120 000 m^3. Spremnici se nalaze u trupu postrojenja, a

produkti ostaju uskladišteni sve do dolaska broda za transport, kada slijedi pretakanje navedenih produkata (Boekhorst et al., 2015).

Pretakanje UPP-a i UNP-a odvijat će se usporedim povezivanjem broda i postrojenja korištenjem kriogenih cijevi za pretakanje. Kondenzat će se pretakati koristeći kriogena plutajuća crijeva. Navedeni produkti se nakon toga transportiraju do krajnjih potrošača, odnosno prvo do terminala za uplinjavanje (Caymo i Cohen, 2017).

Prelude je dizajniran za proizvodnju 3,6 milijuna tona (5 milijardi m^3) UPP-a godišnje, 0,4 milijuna tona (0,55 milijardi m^3) UNP-a godišnje i 1,3 milijuna tona (1,8 milijardi m^3) kondenzata.. Projektiranje postrojenja započelo je 2012. godine, a planirano je da bude u pogonu do kraja 2017. godine.

Glavni elementi Prelude postrojenja su:

- unutarnja kupola (*engl. turret*), FLNG postrojenje trajno usidreno o morsko dno pomoću lančanog sidrenog sustava
- sustav proizvodnih rajzera,
- gornji dio koji sadrži procesne jedinice i svu opremu potrebnu za normalno funkcioniranje,
- podkonstrukcija sa svim potrebnim pomorskim postrojenjima, sustav spremnika i dio sustava za otpad i otpadne vode,
- postrojenje za pretakanje koji uključuje zglobne cijevi za pretakanje i spojnicu za privezivanje pri toj radnji,
- rajzere za dopremu hladne morske vode koja je potrebna u sustavu hlađenja.

Podkonstrukcija je od gornjeg dijela odvojena glavnom palubom, na kojoj se nalaze sustavi cijevi kao što su oni za hladnu vodu, paru, gorivo ili oni za pretakanje. Postrojenje je brodogradilište napustilo krajem lipnja, a na predviđenu lokaciju stiglo je 25. srpnja i povezano je sidrenim linijama koje su prethodno zabijene u morsko dno. Nakon toga slijedilo povezivanje postrojenja s podvodnom opremom, te se provode testiranja takve opreme. Zatim se pušta u rad podvodna oprema, a zatim redom sva ostala oprema (Caymo i Cohen, 2017).

7. ZAKLJUČAK

Na temelju drugog poglavlja ovoga rada može se zaključiti da tržište UPP-a nastavlja iz godine u godinu rasti te kako se vrhunci tek trebaju ostvariti. Isto tako lako je primijetiti da se nagovještaju promjene na tržištu UPP-a. Katar koji je do danas bio neprikosnoveni vladar izvoza UPP-a kroz par godina trebao bi izgubiti svoj primat vodećeg izvoznika, a Australija i SAD bi se trebali isprofilirati kao nove svjetska sila na tržištu UPP-a. Najavljeni su i novi projekti koji će u budućnosti povećati broj zemalja izvoznica.

Premda se odobalno postrojenje temelji na poznatoj tehnologiji velik je izazov premještaja kopnene tehnologije za ukapljivanje prirodnog plina u odobalno okruženje. Iako se koristi slična ili čak ista oprema, kod odobalnih postrojenja postoje brojna ograničenja koja treba svladati. Što se tiče sastava plina, za eksploataciju bi trebalo odabrati plinska ležišta s plinom jednostavnog sastava koji ne zahtijeva složena postrojenja za obradu jer se na taj način smanjuje količina potrebne opreme, a time i opterećenje palube postrojenja. Izgradnja odobalnog postrojenja smanjuje troškove transporta UPP-a do određenih lokacija, jer nije potrebna izgradnja dugačkih i skupih plinovoda, a omogućuje proizvodnju plina iz rezervi iz kojih to dosada nije bilo moguće.

Očigledno je da će u bliskoj budućnosti zahtjevi za odobalnim, ali i obalnim terminalima biti sve veći. Odobalni terminali su ekonomski isplativiji od obalnih, a i lakše nailaze na odobravanje stanovništva. Glavni razlog prelaska s obalnih na odobalne terminale je prije svega sigurnost.

Za odobalna postrojenja je važno odabrati tehnologiju koja uz ekonomsku opravdanost osigurava najveći mogući kapacitet ukapljivanja. Učinkovitost procesa je vrlo bitna ali je ograničava složenost postrojenja, manji raspoloživi prostor i zahtjevi za povećanom sigurnošću. Ukapljivanje prirodnog plina na odobalnim lokacijama zahtijeva razvoj novih inovativnih tehnologija ukapljivanja jer ekonomski i tehnički se takvi projekti razlikuju od kopnenih jedinica za ukapljivanje. Trenutno se kao najbolje rješenje postavlja DMR proces.

Izgled plutajućih postrojenja vjerojatno će se razlikovati od projekta do projekta, no za sada se standardnim smatra trup i postrojenje u obliku broda, a izazovi u vidu kretanja trupa skoro su anulirani. Također, njegova će se veličina razlikovati ovisno o potrebnoj

opremi za uklanjanje nečistoća iz proizvedenog plina te o veličini jedinice za ukapljivanje. Glavni problem pri skladištenju UPP-a je zapljuskivanje. S obzirom da se ono javlja u spremnicima zbog vanjskih uvjeta, glavna razlika između spremnika na FLNG postrojenju i onog na brodu za prijevoz je u razini punjenja. Na postojećim postrojenjima koriste se membranski spremnici i to postavljeni u dva reda kako bi se smanjilo zapljuskivanje.

Razvoj prvog odobalnog postrojenja za UPP traje mnogo duže nego što je to bio slučaj s naftnim plutajućim postrojenjem za proizvodnju, skladištenje i otpremu nafte. Jedan od razloga za takav usporeni napredak jest što u obzir treba uzeti razvoj i prilagodbu pojedinih „karika“ cjelokupnog UPP lanca, od proizvodnje plina, obrade i ukapljivanja na postrojenju, do transporta brodovima za prijevoz UPP. Nekoliko velikih svjetskih kompanija razvija projekte izgradnje odobalnih postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina, a njihova primjena svakako predstavlja značajan napredak, a ujedno i budućnost proizvodnje UPP-a koji je sve važniji energent u svjetskoj opskrbi energijom. Petronasov PFLNG1, prvo odobalno psotrojenje za ukapljivanje prirodnog plina, već je započeo s radom te je prvi UPP odvezen, dok će Prelude započeti s radom krajem ove godine.

Postoje dva scenarija za buduće projekte FLNG-a. Prvi je da FLNG može postati tehnologija koju će primjenjivati tek nekoliko kompanija, kako bi riješili svoje specifične probleme. To bi se moglo dogoditi ako se s prvim FLNG projektima troškovi ili poteškoće u radu ne smanje i/ili padnu troškovi izgradnje kopnenih postrojenja. Ali u drugom scenariju, ako prvih nekoliko projekata bude uspješno, FLNG može postati standardan pristup koji otvara mogućnost privođenja proizvodnji mnogih izoliranih i udaljenih plinskih polja.

8. LITERATURA

1. AHMAD, H., SUAIB, M. H., 2014. Floating LNG Development- Challenges and Achievements. U: Offshore Technology Conference, 25-28 March, Kuala Lumpur, Malezija. 2-6 str.

2. BOEKHORST, A., STEENSON, B., VAN DER VELDE, H., 2015. FLNG: Applying Advanced Technology to Bring More Natural Gas to Market. U: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 4-7 May, 2015. 1-4 str.

3. BUKOWSKI, J.D., STEPHEN, J.B., LEO J.K., 2016. Innovations in Natural Gas Liquefaction Technology for Future LNG Plants and Floating LNG Facilities. U: International Gas Union Research Conference, Copenhagen, Denmark. 4-6 str.

4. CASWELL, C., DURR, C., KLICRAN, M., 2010. FLNG- Deteremining the Technical and Commercial Boundaries. U: Paper PS2-4, *KBR*, Houston, Texas, USA 4-13 str.

5. CAYMO, A., COHEN B., 2017. Prelude FLNG Development Environmental Footprint and Conditions of Approval in a Post Montara and Macondo World. U: International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 11-13 September, Perth, Australia. 2-3 str.

6. DUNCAN, A.B., GAFFNEY, B., CLINE, D., 2016. The Nature, Costs, and Cost Drivers of Floating LNG Technology. U: International Petroelum Technology Conference, Bangkok, Tajland, 14-16 November, 1-7 str.

7. EISBRENNER, K., SRINIVASAN, V., DAVISON, S., PUGA, A., 2014. The Past and Future of Floating LNG. U: Offshore Technology Conference, 5-8 May ,Houston, Texas, 2-7 str.

8. FAGAN, C., SELE, H.O., OSTVOLD, T., 2010. Building on Known Technology. U: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-6 May. 3-9 str.

9. FESTEN, L.J.F.M., LEO, J.B.P.M., 2009. Choices for LNG FPSO's. U: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 4-7 May. 2-11 str.

10. GERVOIS, G., DANIEL, D., JESTIN, N., KYRIACOU, A., 2005. Floating LNG-A Look at Export and Import Terminals. U: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA., 2–5 May. 1-3 str.

11. LE MOGNE, S., CHOW, K.C., SOO-HONG, Y., WING, Y.K., 2016. Technical Challenges and Considerations for Floating LNG Terminals. U: Offshore Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 22-26 March. 2-7 str.

12. POSAVEC, D., SIMON, K., MALNAR, M., 2010. Brodovi za ukapljeni prirodni plin. Rudarsko–geološko-naftni zbornik, Zagreb, (22), 55-62.

13. SANGGYU, L., KUNHYUNG, C., CHULGU, L., YOUNG-MYUNG, Y., 2012. The Study on Natural Gas Liquefaction Cycle Development for LNG-FPSO, Proceedings of the Twenty-second U: International Offshore and Polar Engineering Conference, Rhodes, Greece, June 17–22, 1-6 str.

14. TELES, A.P.F., De ABREU, A.S., SAAD, A.C., De MELLO, D.C., CAMPOS, F.B., SILVA, J.P., QUINTANILHA, L.F., FERREIRA, M.D.A.S., 2010. Evaluation of a Floating Liquefied Natural Gas for Brazilian Scenarios. U: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-6 May. 10-14 str.

15. VAN NISPEN, D.J., HOGSON, B.S., LEONG, K., 2016. Prelude FLNG- Field Development Challenges. U: International Petroelum Technology Conference, Bangkok, Tajland, 14-16 November. 2-4 str.

Internetski izvori:

1. BP Statistical Review of World Energy June 2017. 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 (05.09.2017.)

2. IGU World LNG Report, 2016. URL: http://www.igu.org/publications/2016-world-lng-report (1.8.2017.)

3. IGU World LNG Report, 2017. URL:http://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf (26.07.2017)

4.KPMG Energy,2015. URL:https://home.kpmg.com/xx/en/home/industries/energy/oil-gas.html (14.06.2017)

5. LNGpedia, 2009. http://www.lngpedia.com, (23.05.2017.)

6. LNG World News, 2017. URL:http://www.lngworldnews.com/malaysias-petronas-in-flng-first/ (16.7.2017.)

7. members.igu.org., 2016. URL: http://members.igu.org/old/gas-knowhow/publications/igu-publications/publications/mag/apr07/p101-125.pdf (18.7.2017.)

8. Oil and Gas Journal, 2014. URL: http://www.ogj.com/index.html (22.6.2017)

8. Petronas, 2017. URL: https://www.petronasofficial.com/floating-lng/project (22.7.2017.)

9. Ship Technology, 2017. URL:http://www.ship-technology.com/projects/petronas-floating-lng-facility-pflng-1/ (10.07.2017)

IZJAVA

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

_____

Luka Ivanišević