Status prirodnog plina kao tranzicijskog goriva u Europskoj uniji i Republici Hrvatskoj

Kulušić, Ivor

Master's thesis / Diplomski rad

2019

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:169:535995

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-28**



Repository / Repozitorij:

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







SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

STATUS PRIRODNOG PLINA KAO TRANZICIJSKOG GORIVA U EUROPSKOJ UNIJI I REPUBLICI HRVATSKOJ

Diplomski rad

Ivor Kulušić

N-287

Zagreb, 2019.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

STATUS PRIRODNOG PLINA KAO TRANZICIJSKOG GORIVA U EUROPSKOJ UNIJI I REPUBLICI HRVATSKOJ

IVOR KULUŠIĆ

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

Sažetak

Sadašnja struktura potrošnje po izvorima energije nije dugoročno održiva i zadovoljavajuća – na to prije svega ukazuju globalno zatopljenje i klimatske promjene. Stoga je nužno što prije značajno smanjiti količinu emisija stakleničkih i štetnih plinova. Unutar sektora proizvodnje električne energije to bi se postiglo dekarbonizacijom, a unutar sektora prometa prelaskom na alternativna goriva. U oba sektora se kao rješenje nameće prirodni plin - energent koji najprimjerenije može pomoći pri tranziciji do niskougljičnog društva budućnosti. Ovaj diplomski rad sastoji se od usporedbe korištenja prirodnog plina i ostalih energenata u spomenutim sektorima, te pregleda statusa prirodnog plina u Europskoj uniji i Republici Hrvatskoj.

Ključne riječi: prirodni plin, globalno zatopljenje, emisije stakleničkih i štetnih plinova, proizvodnja električne energije, promet, Europska unija, Republika Hrvatska

Diplomski rad sadrži: 65 stranica, 20 slika, 9 tablica, 43 reference.

Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Mentor: 1. Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF

Ocjenjivači: 1. Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF
2. Dr. sc. Tomislav Kurevija, izvanredni profesor RGNF
3. Dr. sc. Sonja Koščak Kolin, docentica RGNF

Datum obrane: 13.12.2019., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

Master's Thesis

THE STATUS OF NATURAL GAS AS A TRANSITIONAL FUEL IN THE EUROPEAN UNION AND REPUBLIC OF CROATIA

IVOR KULUŠIĆ

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

Abstract

The present energy mix isn't sustainable in the long run – which is indicated by the global warming and climate change. It is, therefore, necessary to significantly reduce global emissions of greenhouse gases. Within the sector of power production that would be achieved by decarbonisation, and within the transport sector by switching to alternative fuels. In both cases, natural gas seems as a viable solution – one that can help us in transition towards the zero-carbon-emissions society of the future. This thesis is composed of a comparison of natural gas and other fuels used in power production and transport, as well as an overview of the status of natural gas in the European Union and Republic of Croatia.

Keywords: natural gas, global warming, emissions, power generation, transport, European Union, Republic of Croatia

Thesis contains: 65 pages, 20 figures, 9 tables, 43 references.

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of the Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Supervisor: 1. Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Reviewers:
1. Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD
2. Associate Professor Tomislav Kurevija, PhD
3. Assistant Professor Sonja Koščak Kolin, PhD

Date of defense: December 13th, 2019., Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

Veliko hvala gospodinu Tomislavu Jurekoviću, dipl. ing., na pomoći pri prikupljanju podataka i literature, savjetima pri izradi rada i potpori.

SADRŽAJ

POPIS SLIKA ..... **i**
POPIS TABLICA ..... **ii**
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA ..... **iii**
POPIS KORIŠTENIH KRATICA ..... **iv**
1. UVOD 1
2. PRIRODNI PLIN KAO ENERGENT 2
2.1. ZAŠTO PROMJENA SADAŠNJEG ENERGETSKOG MIKSA? 2
2.2. ZAŠTO PRIRODNI PLIN? 4
2.3. SEKTOR PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE 5
2.3.1. Razlozi za nemogućnost potpunog prelaska na obnovljive izvore u sektoru proizvodnje električne energije 5
2.3.2. Usporedba emisija prirodnog plina i ostalih konvencionalnih goriva u sektoru proizvodnje električne energije 10
2.4. SEKTOR PROMETA 14
2.4.1. Kamionski promet 15
2.4.2. Pomorski promet 17
2.4.3. Usporedba emisija prirodnog plina i ostalih konvencionalnih goriva u sektorima kamionskog i pomorskog prometa 19
3. PRIRODNI PLIN KAO GORIVO U EUROPSKOJ UNIJI 23
3.1. VLASTITE REZERVE PRIRODNOG PLINA 23
3.1.1. Rezerve prirodnog plina Ujedinjenog Kraljevstva 24
3.1.2. Nizozemske rezerve prirodnog plina 25
3.2. UVOZ PRIRODNOG PLINA 28
3.2.1. Uvoz prirodnog plina iz Rusije 29
3.2.2. Uvoz prirodnog plina iz Norveške 32
3.2.3. Uvoz prirodnog plina iz sjeverne Afrike 34
3.2.4. Uvoz ukapljenog prirodnog plina 36
3.3. TRENUTNI STATUS PRIRODNOG PLINA U EUROPSKOJ UNIJI 39
3.3.1. "Rivalstvo" prirodnog plina i ugljena 41
3.3.2. Prirodni plin unutar EU zakonodavstva 44
3.4. BUDUĆNOST PRIRODNOG PLINA U EU 46

4. PRIRODNI PLIN KAO GORIVO U REPUBLICI HRVATSKOJ 49
4.1. TRENUTNI STATUS PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ 49
4.1.1. Rezerve, proizvodnja i potrošnja prirodnog plina 49
4.1.2. Plinski sektor RH u sadašnjosti 51
4.2. HRVATSKI ENERGETSKI ZAKONODAVNI I INSTITUCIONALNI OKVIR 54
4.3. BUDUĆNOST PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ 56
4.3.1. Budućnost transporta prirodnog plina u RH 57
4.3.2. Budućnost skladištenja plina u RH 59
4.3.3. Budućnost terminala za UPP u RH 59
4.3.4. Budućnost distribucije prirodnog plina u RH 60
4.3.5. Budućnost opskrbe u RH 61
5. ZAKLJUČAK 62
6. LITERATURA 63

POPIS SLIKA

Slika 2 - 1. Dugoročne posljedice klimatskih promjena za Europu, ako se ne naprave značajne promjene sadašnjeg energetskog modela 3
Slika 2 - 2. Globalne emisije po ekonomskim sektorima u 2014. godini 4
Slika 2 - 3. "Gustoća snage" elektrana, ovisno o izvoru energije 10
Slika 2 - 4. Shematski prikaz elektrane s kombiniranim ciklusom 12
Slika 2 - 5. Broj punionica UPP-a po državama članicama EU 16
Slika 2 - 6. Postojeća i predložena područja s nadzorom emisija 18
Slika 3 - 1. Europske države i njihove rezerve prirodnog plina u 2018. godini 23
Slika 3 - 2. Ovisnost broja i jačine potresa o godišnjoj proizvodnji iz polja Groningen 26
Slika 3 - 3. Ukupna potrošnja prirodnog plina u EU u 2017., te porijeklo plina 28
Slika 3 - 4. Naftno-plinska područja Norveške 33
Slika 3 - 5. Lokacije terminala za uplinjavanje u EU 37
Slika 3 - 6. Postojeći i planirani kapaciteti za uplinjavanje na europskim terminalima, kao i iskorištenost tih kapaciteta u 2018 38
Slika 3 - 7. Energetski miks Europske unije u razdoblju od 1990. do 2016. 40
Slika 3 - 8. Trend kretanja potrošnje prirodnog plina u EU 41
Slika 3 - 9. Usporedba cijena prirodnog plina i ugljena kroz godine 43
Slika 3 - 10. Propisi iz paketa "Čista energija za sve Europljane" 45
Slika 3 - 11. Broj dobavnih pravaca prirodnog plina u svakoj od država Europe 48
Slika 4 - 1. Bilanca prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u 2018. 50
Slika 4 - 2. Postojeći plinski transportni sustav Republike Hrvatske 53
Slika 4 - 3. Predložena ruta IAP-a 58

POPIS TABLICA

Tablica 2 - 1. Kapitalni troškovi za neke tipove elektrana, kao i prosječne snage istih 6
Tablica 2 - 2. Metali nužni za izgradnju solarnih i vjetroelektrana, te potrebne količine istih .. 8
Tablica 2 - 3. Usporedba emisija stakleničkih plinova različitih elektrana na prirodni plin 11
Tablica 2 - 4. Usporedba prosječnih vrijednosti emisija NGCC elektrane s tehnologijama vezanim uz ugljen 13
Tablica 2 - 5. Usporedba emisija stakleničkih plinova iz kamiona, ovisno o tehnologiji motora i pogonskom gorivu 20
Tablica 2 - 6. Usporedba emisija stakleničkih plinova iz brodova pogonjenih UPP-om i ostalih tehnologija 21
Tablica 3 - 1. Potrošnja primarne energije po izvoru u Europi 2017. i 2018. godine 40
Tablica 4 - 1. Kretanje rezervi i proizvodnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj kroz godine 49
Tablica 4 - 2. Uvoz i ukupna potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 51

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA

v – obujam [m^3]

m – masa [kg]

P – snaga [W]

f – frekvencija [Hz]

l – dužina [m]

E – energija [J] [kWh] [mmBtu]

T – temperatura [^oC]

A – površina [m^2]

POPIS KORIŠTENIH KRATICA

BDP – bruto domaći proizvod

Brexit – naziv korišten za proces izlaska Ujedinjenog Kraljevstva iz Europske unije

$CO_{2\,e}$ – ekvivalent ugljičnog dioksida

ECA – područja na kojima prema MARPOL Konvenciji postoji kontrola emisija iz pomorskog prometa (engl. *emission control areas*)

ETS – Sustav za trgovinu emisijama (engl. *Emission Trading System*)

EU – Europska unija

EUA – dopuštenje za emisiju jedne tone ugljikovog dioksida, koje se unutar Sustava za trgovinu emisijama prodaje po nekoj cijeni (engl. *European emission allowance*)

FSRU – plutajuće postrojenje za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (engl. *floating-storage-regasification unit*)

HPDI – vrsta tehnologije motora kod kamiona pogonjenih ukapljenim prirodnim plinom; visoko-tlačno, direktno injektiranje (engl. *high pressure direct injection*)

IAP – Jadransko-jonski plinovod (engl. *Ionian-Adriatic pipeline*)

IEA – Internacionalna agencija za energiju (engl. *International Energy Agency*)

IED – Direktiva o industrijskim emisijama 2010/75/EU (engl. *industrial emissions directive*)

IGCC – naziv za vrstu tehnologije korištenu u nekima od elektrana na ugljen; kombinirani procesi s integriranim uplinjavanjem (engl. *integrated gasification combined cycle*)

MARPOL – Međunarodna konvencija o sprječavanju onečišćenja mora s brodova (engl. *The International Convention for the Prevention of Pollution from Ships*)

MGO – dizel velike gustoće, koji se koristi kao pogonsko gorivo brodova (engl. *marine gas oil*)

mtoe – milijun tona ekvivalenta nafte (engl. *million tonnes of oil equivalent*)

mtpa – milijun tona godišnje (engl. *million tonnes per annum*)

NGCC – naziv za vrstu tehnologije korištenu u nekima od plinskih elektrana; elektrane s kombiniranim ciklusom prirodnog plina (engl. *natural gas combined cycle*)

OIE – obnovljivi izvori energije

OVT – opskrbljivač na veleprodajnom tržištu

RH – Republika Hrvatska

SAD – Sjedinjene Američke Države

SPP – stlačeni prirodni plin (engl. *compressed natural gas; CNG*)

UK – Ujedinjeno Kraljevstvo

UN – Ujedinjeni Narodi

UNFCCC – Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o promjeni klime (engl. *United Nations Framework Convention on Climate Change*)

UPP – ukapljeni prirodni plin (engl. *liquefied natural gas; LNG*)

1. UVOD

Porastom ekološke svijesti modernoga svijeta prepoznato je kako sadašnja struktura potrošnje po izvorima energije (u nastavku: energetski miks), koja je bazirana većinom na fosilnim gorivima, nije dugoročno održiva i zadovoljavajuća. Klimatske promjene, globalno zatopljenje (i njegov pokretač efekt staklenika), degradacija kvalitete zraka u velikim gradovima – većim dijelom su posljedica spomenutog energetskog miksa.

U gospodarskim sektorima poput primjerice industrije ili poljoprivrede teško je zamijeniti fosilna goriva. Ipak, u sektoru proizvodnje električne energije moguće je provesti dekarbonizaciju (sve većim učešćem obnovljivih izvora energije, poput fotonaponskih izvora i vjetroelektrana), a u sektoru prometa prelazak na alternativna goriva (poput prirodnog plina ili električne energije). Takav energetski miks bi svakako rezultirao značajnim smanjenjem emisija stakleničkih i štetnih plinova. Međutim, važno je razumjeti kako kratkoročno nije moguće napraviti "skok" sa sadašnjeg na takav miks, već je nužno proći kroz tranzicijsko razdoblje. U tom razdoblju će, kako god, biti potrebno i dalje koristiti konvencionalne energente, naravno s nastojanjem stalnog smanjenja njihova ukupnog učešća u energetskom miksu.

U ovome radu će biti analiziran prirodni plin kao poželjan energent u tranziciji do niskougljičnog društva budućnosti. U prvome dijelu rada bit će riječi o prirodnom plinu kao energentu u sektorima proizvodnje električne energije i prometa te usporedbi emisija prirodnog plina i drugih energenata u istim sektorima. Drugi dio rada usredotočit će se na status prirodnog plina u Europskoj uniji, a treći dio na status istoga u Republici Hrvatskoj. U zaključku će, na temelju svega izloženog u radu, biti iznesena potencijalna uloga prirodnog plina u budućnosti.

2. PRIRODNI PLIN KAO ENERGENT

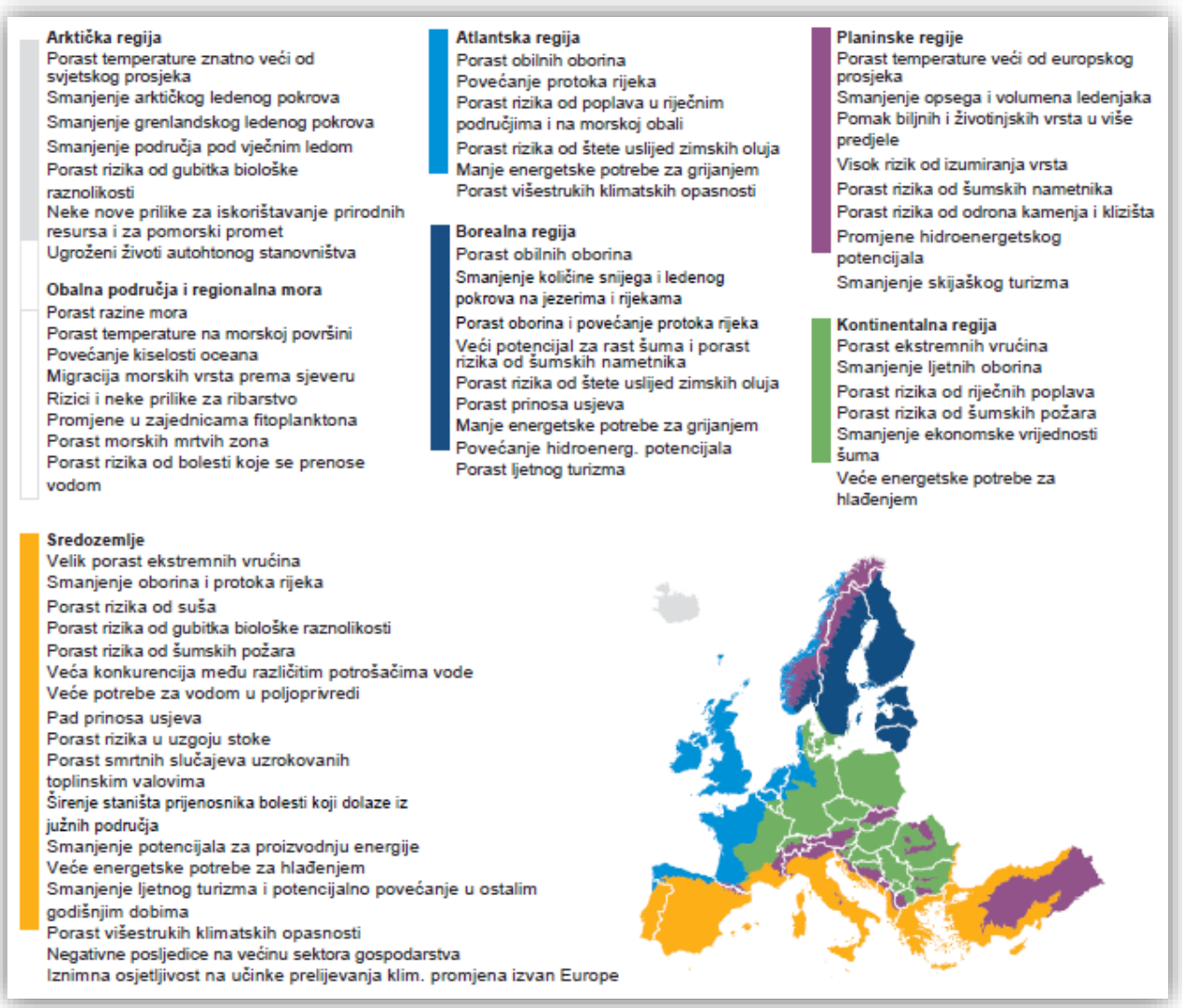
2.1. ZAŠTO PROMJENA SADAŠNJEG ENERGETSKOG MIKSA?

Unatoč tomu što nekolicina znanstvenika i drugih javnih osoba tvrdi kako za globalno zatopljenje nisu zaslužni ljudi, radi se o vrlo malom broju istomišljenika. Većina stručnjaka ipak se slaže – ljudi su krivi. Klimatske promjene uzrokovane antropogenim emisijama stakleničkih plinova jedan su od najvećih problema modernoga svijeta. Ogromna se smanjenja emisija (50-80% prema najvećem broju stručnjaka, do čak 100% prema nekim publikacijama) zahtijevaju od razvijenih država, ako se žele izbjeći nepovratne, užasavajuće posljedice po klimu. Dodatan problem je kvaliteta zraka – neke pretpostavke sugeriraju kako će do 2050. godine smrtnost među mladima značajno porasti zbog loše kvalitete zraka na globalnoj razini [3,6,9].

Posljednja su dva desetljeća bila među najtoplijima zabilježenim otkad postoje mjerenja. Globalno zatopljenje povećava i učestalost ekstremnih klimatskih događaja. U ljeto 2017. godine temperature sjeverno od Arktičkog kruga bile su čak 5º C više od prosječnih. Veliki dijelovi Europe pretrpjeli su suše, dok su drugi imali problema s poplavama. Uragan Ophelia iz 2017. bio je prvi u povijesti koji je pogodio Irsku. Već godinu kasnije uragan Leslie poharao je Španjolsku i Portugal, države na čijim područjima posljednja dva stoljeća nisu bile zabilježene vremenske nepogode takvih razmjera.

Znanstvenici su izračunali kako je prosječna temperatura atmosfere već sada porasla za 1º C u odnosu na predindustrijsku eru. Također, ustanovljeno je kako je trend porasta temperature trenutno na oko 0,2º C po desetljeću. Ako ostanemo pri *status quo*, globalno zatopljenje će doseći 2º C do 2060. To bi imalo katastrofalne posljedice po svijet kakav poznajemo. Ekosustavi bi se potpuno promijenili na oko 13% ukupne svjetske površine. Koraljni grebeni bi nestali. Gubitak ledenog pokrova na Grenlandu bi podigao razinu mora za oko sedam metara, što bi imalo nesagledive posljedice po nizinska i otočna područja. Otopljeni led već sada, primjerice, negativno utječe na biološku raznolikost u sjevernim regijama Europe. Sve navedeno bi imalo negativne posljedice na gospodarstvo i njegovu produktivnost, sposobnost proizvodnje hrane, javno zdravlje te konačno političku stabilnost [4].

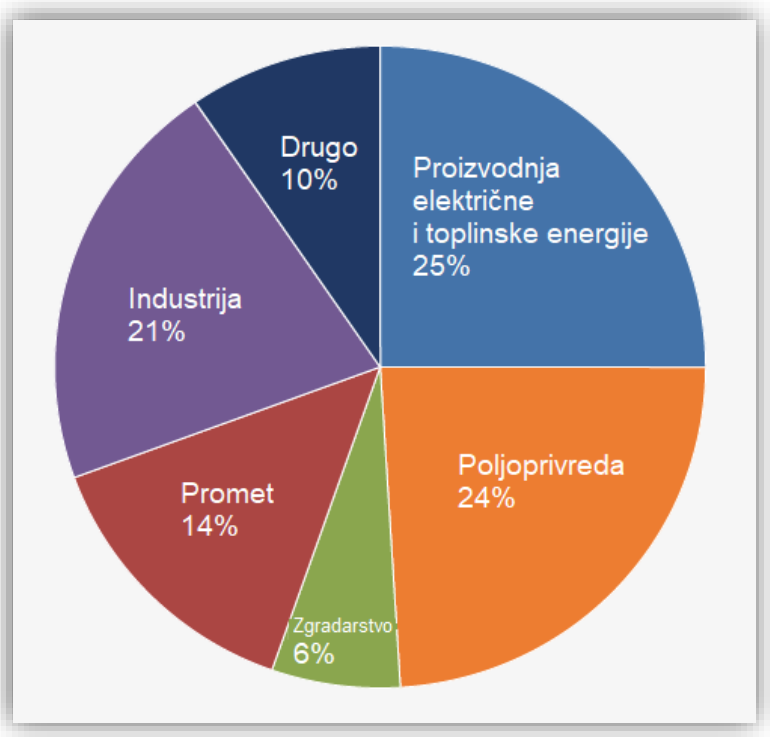
U 2017. godini elementarne nepogode oštetile su europsko gospodarstvo za rekordnih 283 milijarde € i zadesile oko 5% europskog stanovništva. Projekcije pokazuju da bi do 2100. dvije trećine europskog stanovništva mogle osjetiti posljedice elementarnih nepogoda. Ako se ništa ne promijeni do kraja ovoga stoljeća, oko 16% sredozemne klimatske regije će postati sušno područje nalik pustinji [4]. To će zasigurno stvoriti dodatne migracijske pritiske. Na Slici 2-1. prikazane su sve predviđene dugoročne posljedice klimatskih promjena po Europu. Jedno je jasno – treba provesti promjene u energetskom miksu, ali i životnim navikama ljudi.



Slika 2 - 1. Dugoročne posljedice klimatskih promjena za Europu, ako se ne naprave značajne promjene sadašnjeg energetskog modela (EU Komisija, 2018)

2.2. ZAŠTO PRIRODNI PLIN?

Trenutni potpuni prelazak na obnovljive izvore energije (OIE) i alternativna goriva bi svakako rezultirao značajnim smanjenjem emisija štetnih i stakleničkih plinova. Međutim, više je razloga zašto to nije moguće. Te razloge, ili moglo bi se reći prepreke, najlakše je sagledati iz perspektive ekonomskih sektora koji su globalno zaslužni za najviše emisija. Na Slici 2-2. prikazana je sektorska zastupljenost u ukupnoj količini emisija.



Slika 2 - 2. Globalne emisije po ekonomskim sektorima u 2014. godini (https://www.epa.gov)

U ovome radu će biti analizirani samo sektori proizvodnje električne energije i prometa, jer je unutar tih sektora najveći potencijal za značajnije korištenje prirodnog plina. Sinergijom prirodnog plina i OIE u sektoru proizvodnje električne energije, odnosno širom primjenom plina kao alternativnog goriva u sektoru prometa, možemo već danas otpočeti tranziciju k niskougljičnom društvu budućnosti i spriječiti daljnje posljedice po klimu.

2.3. SEKTOR PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Sektor proizvodnje električne energije najveći je emiter stakleničkih plinova na svijetu. Komercijalna proizvodnja električne energije pridonosi i lošoj kvaliteti zraka, jer se u blizini tla zadržavaju onečišćivači poput ozona i čestica (engl. *particulate matter, PM*), što ima negativne posljedice za ljudsko zdravlje. Većina smanjenja emisija koja su planirana za bližu budućnost bit će učinjena upravo u ovom sektoru, jer postoje brojne alternative (poput fotonaponskih izvora, vjetroelektrana, elektrana na biomasu itd.). Također, dekarbonizacija ovog sektora čini elektrifikaciju sektora prometa i zgradarstva čistom i bez posljedica po klimu. Potpuni prelazak na OIE u sektoru proizvodnje električne energije je s trenutnom tehnologijom neostvariv. Razlozi su odista brojni i u nastavku će biti navedeni neki od njih. Oni nisu kritika OIE (jer po pitanju smanjenja emisija, cilj bi trebao opravdati svako sredstvo), već realni problemi na čijem rješavanju se treba raditi.

2.3.1. Razlozi za nemogućnost potpunog prelaska na obnovljive izvore u sektoru proizvodnje električne energije

Elektrane koje proizvode električnu energiju iz obnovljivih izvora su još uvijek znatno skuplje od konvencionalnih elektrana, pa je prvi razlog cijena. Iako se u posljednje vrijeme događa napredak u tom pogledu, kroz razne subvencije, tehnološke inovacije i općenito zastupljenost tehnologije na tržištu (sve veći broj sudionika s jednakom ili sličnom ponudom na tržištu uvijek rezultira spuštanjem cijena), kapitalna ulaganja za takve elektrane su još uvijek specifično znatno intenzivnija od onih za konvencionalne. Tablicom 2-1. prikazani su kapitalni troškovi za izgradnju nekih vrsta elektrana, kao i prosječne snage istih, te potrebno vrijeme do početka rada (ako se kao početnu referentnu točku uzme siječanj 2019.).

Tablica 2 - 1. Kapitalni troškovi za neke tipove elektrana, kao i prosječne snage istih (https://www.eia.gov)

Energent / vrsta elektrane	Početak rada [godina]	Snaga [MW]	Kapitalni trošak po kW instalirane snage
Ugljen / 30% sekvestracije	2022	650	$5,169.00
Ugljen / 90% sekvestracije	2022	650	$5,716.00
Plin / kombinirani ciklus	2021	702	$999.00
Plin / napredni, kombinirani ciklus	2021	1100	$794.00
Plin / napredni, kombinirani ciklus sa sekvestracijom	2021	340	$2,205.00
Gorive ćelije	2021	10	$7,197.00
Napredna, nuklearna elektrana	2022	2234	$6,034.00
Baterijske tehnologije	2019	30	$1,950.00
Biomasa	2022	50	$3,900.00
Geotermalna energija	2022	50	$2,787.00
Hidroelektrana	2022	500	$2,948.00
Kopnena vjetroelektrana	2021	100	$1,624.00
Odobalna vjetroelektrana	2022	400	$6,542.00
Pomični, prateći solarni paneli	2020	150	$1,969.00
Fiksni solarni paneli	2020	150	$1,783.00

Iz Tablice 2-1. vidi se kako je prosječna snaga svih elektrana koje proizvode energiju iz obnovljivih izvora manja od snage konvencionalnih elektrana, a troškovi za izgradnju su viši. Kada bi snage bile jednake, troškovi za "zelene" elektrane bili bi još viši. Najniže specifične troškove investicije (a pri tome skoro pa najveću snagu) ima elektrana s naprednim kombiniranim ciklusom, koja kao gorivo koristi prirodni plin.

Nadalje, problem "zelenih" elektrana je i neujednačena proizvodnja energije. Jednostavno rečeno: ako vjetar ne puše, ili pak puše prejako, vjetroelektrana neće proizvoditi električnu energiju. Jednako je i sa solarnim elektranama: ako Sunce ne sija, elektrana neće proizvoditi energiju. Ta neujednačenost u proizvodnji stvara velike probleme sa stajališta prijenosa energije, ali i potražnje za energijom. Poput plinskog transportnog/distribucijskog sustava, i električna mreža mora biti u energetskoj ravnoteži – proizvodnja/uvoz energije mora biti jednak potrošnji, odnosno ulaz u sustav mora biti jednak izlazu iz njega. S obzirom kako je frekvencija same prijenosne mreže podešena na 50 Hz, većina električnih trošila je dimenzionirana na tu frekvenciju. Ako je izlaz veći od ulaza, frekvencija električne mreže pada.

Analogno tomu, ako je ulaz veći od izlaza, frekvencija sustava raste. Oba slučaja rezultiraju negativnim posljedicama po cijeli sustav.

Kod konvencionalnih elektrana (elektrana na ugljen i plin, te nuklearnih elektrana), kao i kod hidroelektrana, ujednačenost proizvodnje se postiže pomoću uređaja koji se zove turbinski regulator. On upravlja dotokom medija (pare ili vode) na turbinu generatora. Na taj način se jednostavno upravlja proizvodnjom električne energije – ako je potrebna veća proizvodnja, turbinski regulator poveća protok medija, te analogno smanjuje za manju proizvodnju. Međutim, kod solarnih elektrana zbog prirode samog postupka proizvodnje energije (energija se ne stvara okretanjem turbine generatora) nije moguće ostvariti regulaciju. Kod vjetroelektrana, iako se energija proizvodi okretanjem turbine, iz očitih razloga nije moguće učiniti regulaciju vjetra. Neujednačenost proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora se može kompenzirati jedino skladištenjem energije (koje je još nedovoljno razvijeno) ili proizvodnjom energije u konvencionalnim elektranama poput plinskih. Drugim riječima, u vremenu kada je proizvodnja iz "zelenih" elektrana u padu, nedostatak bi se trebao nadomještati iz elektrana na prirodni plin.

Nastavno na problem neujednačenosti proizvodnje je i nužnost naprednih električnih mreža (engl. *smart grid*). Kako bi se lakše "pokrila" neujednačena proizvodnja obnovljivih izvora, potrebno je imati prijenosnu mrežu koja može sama trenutno zabilježiti pad proizvodnje i automatski nadomjestiti energiju od drugdje. U niskougljičnoj budućnosti, u kojoj će sva energija potjecati iz obnovljivih izvora, postojat će brojne manje solarne i vjetroelektrane koje će biti raštrkane i imati manje snage nego današnje konvencionalne elektrane. Kako bi se takva vizija ostvarila potrebna je napredna električna mreža, jer postojeća mreža nije dimenzionirana za toliko velik broj ulaza u sustav. Napredna mreža je izrazito skupa. Institut za istraživanje električne energije (engl. *Electric Power Research Institute*; *EPRI*) ustanovio je kako bi trošak izgradnje takve mreže u SAD-u bio između 338 i 476 milijardi $. Iz tog razloga većina država danas ne raspolaže integriranim naprednim mrežama. Dodatan problem je podložnost takve mreže kibernetičkim napadima. U tom kontekstu, još jedna prednost prirodnog plina je kako njegova infrastruktura već postoji, te su potrebna samo manja ulaganja za njezino održavanje.

Iduća prepreka je činjenica kako je za izgradnju elektrana koje proizvode energiju iz obnovljivih izvora potrebna velika količina raznih, često rijetkih metala. Tablicom 2-2. prikazani su neki od metala potrebni za izgradnju solarnih i vjetroelektrana, kao i potrebne količine po MW instalirane snage.

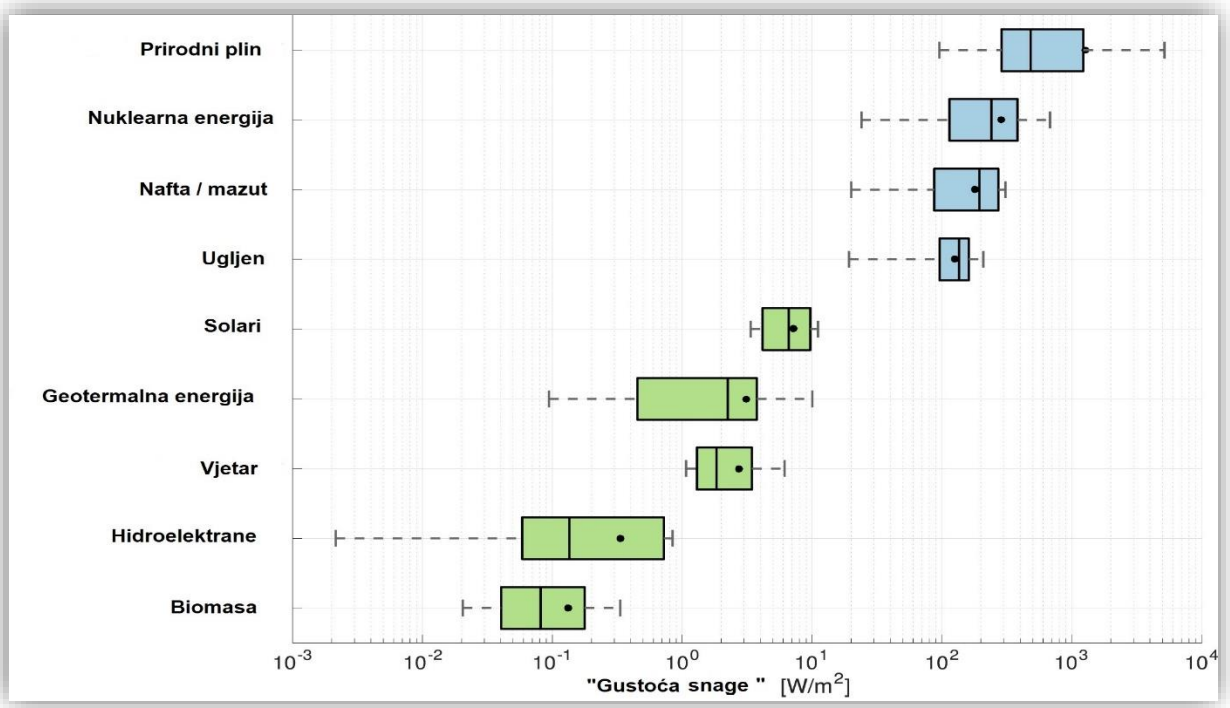
Tablica 2 - 2. Metali nužni za izgradnju solarnih i vjetroelektrana, te potrebne količine istih (Dominish et al., 2019)

Vrsta elektrane & tehnologija		**Aluminij [Al]**	**Bakar [Cu]**	**Disprozij [Dy]**	**Neodimij [Nd]**	**Srebro [Ag]**	**Galij [Ga]**	**Indij [In]**	**Selenij [Se]**	**Kadmij [Cd]**	**Telurij [Te]**
Solarna elektrana	Kristalinski silicij	32	4	/	/	0,004 - 0,02	/	/	/	/	/
	Cu-In-Ga-Se	32	4	/	/	/	0,002 - 0,009	0,007 - 0,028	0,017 - 0,041	/	/
	Cd-Te	32	4	/	/	/	/	/	/	0,019 - 0,07	0,017 - 0,06
Vjetroelektrana	Permanentni, magnetski generator	0,56	3	0,027	0,198	/	/	/	/	/	/
	Bez perm., mag. generatora	0,56	3	/	/	/	/	/	/	/	/
[tone / MW instalirane snage]											

Rezerve metala iz Tablice 2-2. se često nalaze u nerazvijenim državama, u kojima ne postoji primjerena legislativa vezana uz rudarenje. Posljedično nerijetko dolazi do zagađenja okoliša, te neprimjerenog odnosa prema radnoj snazi (radnici su često tretirani poput robova ili nemaju primjerenu zaštitnu opremu). Primjerice, rudarenje bakra je u prošlosti dovelo do zagađenja teškim metalima u Čileu, Kini, Indiji, Brazilu i SAD-u. Također, bilo je teških posljedica po zdravlje radnika u Kini i Zambiji. Zagađenje teškim metalima kao posljedica rudarenja srebra dogodilo se prošlosti u SAD-u, Meksiku, Peruu i Boliviji, te je čak dovelo do društvenih nemira u Gvatemali. Slične posljedice po okoliš imalo je mjestimice i rudarenje rijetkih metala [3].

Iako su u bližoj prošlosti pokrenute brojne inicijative vezane uz recikliranje metala, još ne postoji tehnologija koja je komercijalna i kojom bi se znatnije smanjila potreba za rudarenjem metala potrebnih za izgradnju "zelenih" elektrana. Uzevši uz to u obzir i činjenicu kako su neki od metala na popisu rijetki metali (disprozij i neodimij), može se zaključiti kako obnovljivi izvori energije nisu u potpunosti "obnovljivi" – za izgradnju popratne tehnologije potrebni su zasad vrlo neobnovljivi resursi. Za izgradnju elektrane na prirodni plin, s druge strane, nisu potrebne veće količine metala ili bilo kakvih ograničenih resursa.

Naposljetku preostaje činjenica kako OIE imaju neke negativne, ili barem kontroverzne, posljedice za okoliš i zdravlje ljudi. U kontekstu okoliša, radi se o površini koju zauzimaju "zelene" elektrane. Za usporedbu površina koje elektrane različitih vrsta zauzimaju može se koristiti koncept "gustoće snage" – prosječna proizvedena električna energija po metru kvadratnom površine koje zauzima postrojenje. Rezultati istraživanja su pokazali kako prirodni plin ima najveću „gustoću snage" – prosječno postrojenje proizvodi 1 kW po metru kvadratnom površine koju zauzima. Rezultati su također pokazali kako solari i vjetroelektrane trebaju oko 90 do 100 puta više prostora za proizvodnju iste količine električne energije u usporedbi s elektranama na plin [17]. Na Slici 2-3. grafički su prikazani rezultati istraživanja. Točke na slici predstavljaju aritmetičke sredine svih "gustoća snaga" koje su prikupljene za određenu vrstu elektrane.



Slika 2 - 3. "Gustoća snage" elektrana, ovisno o izvoru energije (Van Zalk i Behrens, 2018)

U kontekstu ljudskog zdravlja, zamijećen je fenomen povezan uz vjetroelektrane. Ljudi koji žive u blizini vjetroelektrana tuže se na gubitke sluha, mučnine, teškoće pri spavanju, vrtoglavice i povećani krvni tlak. Iako je sadašnji konsenzus znanstvenika kako te simptome nije moguće povezati s vjetroelektranama, preostaje činjenica kako ih ljudi doista osjećaju, a jedino što se promijenilo u njihovom životnom okruženju je nova vjetroelektrana. Potrebno je provesti još istraživanja kako bi se utjecaj vjetroelektrana na zdravlje ljudi znanstveno dokazao [25].

2.3.2. Usporedba emisija prirodnog plina i ostalih konvencionalnih goriva u sektoru proizvodnje električne energije

U prethodnom odlomku navedeni su samo neki od problema povezani uz primjenu OIE u sektoru proizvodnje električne energije danas. Nameće se zaključak kako trenutno zaista nije

moguće u potpunosti prijeći na OIE. Stoga je potrebno barem još izvjesno vrijeme dio energije proizvoditi iz konvencionalnih izvora.

Kod elektrana koje su pogonjene fosilnim gorivima nusprodukti procesa su: ugljikov dioksid (CO_2), metan (CH_4), dušični oksidi (NO_X), sumporov dioksid (SO_2), sumporov heksafluorid (SF_6), volatilni organski spojevi (VOC), ugljikov monoksid (CO) i čestice. U odnosu na ostala fosilna goriva (ugljen i mazut), plin je znatno čišće i učinkovitije gorivo. Prelazak na prirodni plin donosi trenutno smanjenje emisija, jer on većinski sadrži metan, koji ima najmanji omjer ugljika i vodika od svih ugljikovodika. Uz to, moderne elektrane na prirodni plin karakterizira vrlo visoka učinkovitost i mala količina emisija.

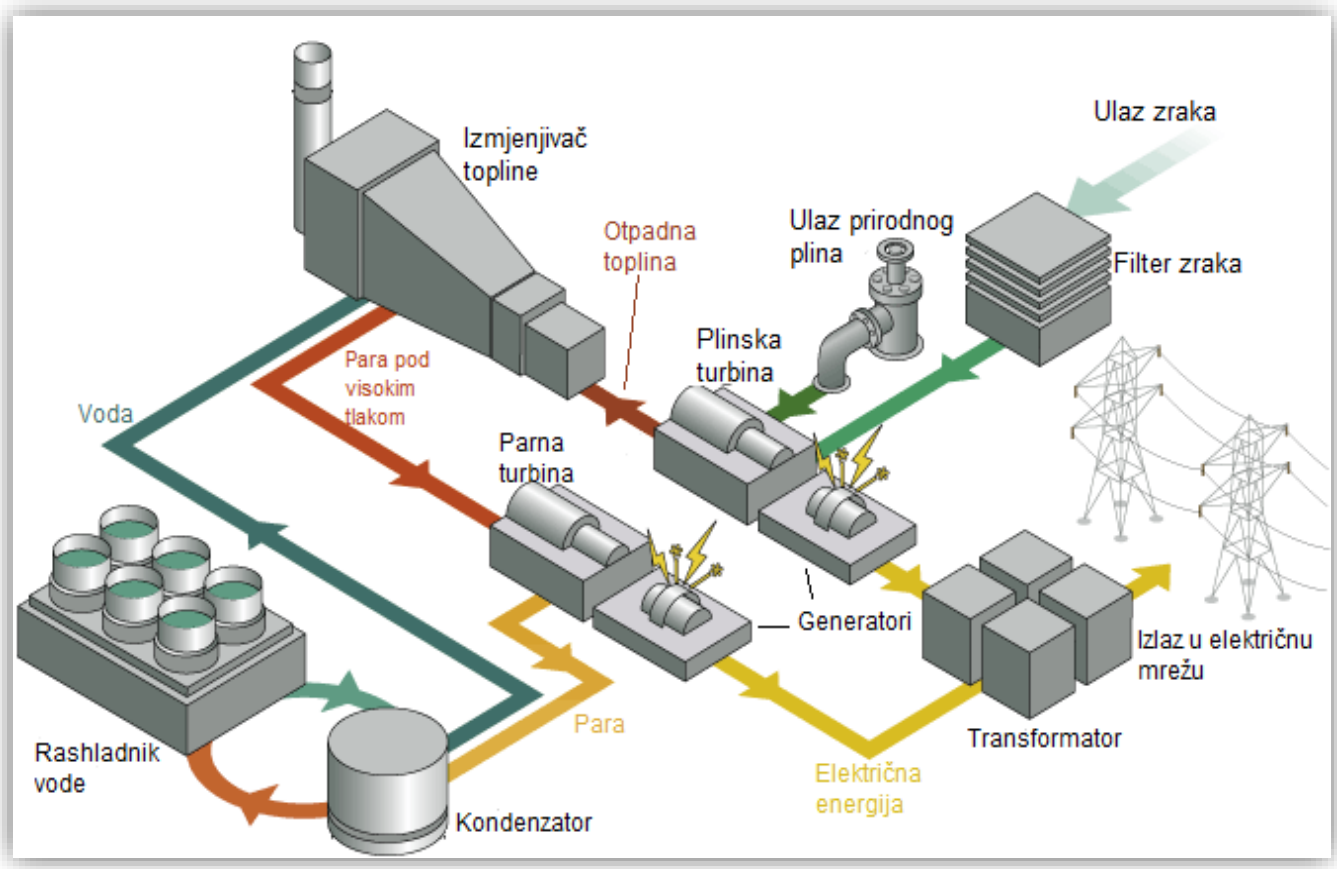
Sustavi kombiniranog ciklusa (engl. *natural gas combined cycle; NGCC*) predstavljaju tehnologiju s najboljim omjerom kapitalnih ulaganja i instalirane snage (Tablica 2-1.). Uz to emitiraju najmanje emisija od svih tehnologija povezanih uz prirodni plin. Tablicom 2-3. prikazana je usporedba emisija tehnološki različitih, plinskih elektrana.

Tablica 2 - 3. Usporedba emisija stakleničkih plinova različitih elektrana na prirodni plin (Mac Kinnon et al., 2017)

Tehnologija plinske elektrane	**Emisije kroz cijeli životni vijek postrojenja [g CO_2e / kWh]**
Plin; Unutarnje izgaranje; Turbina	487 - 987
Plin; Kombinirani ciklus	306 - 681
UPP; Unutarnje izgaranje; Turbina	607 - 651
UPP; Kombinirani ciklus	428 - 523

Kao što je vidljivo iz Tablice 2-3., NGCC elektrane predstavljaju ekološki najpogodniju tehnologiju vezanu uz prirodni plin, te će stoga u nastavku biti kratko pojašnjen njihov princip rada.

Elektrane kombiniranog ciklusa sastoje se od tri glavne komponente: plinske turbine, parne turbine i izmjenjivača topline. Unutar komore za izgaranje plinske turbine prirodni plin i zrak se miješaju i pale, čime nastaju produkti visokog tlaka i temperature. Oni ekspandirajući daju koristan rad vratilu spojenom na rotor generatora (koji stvara električnu energiju). Na izlazu iz turbine, dio produkata izgaranja nosi značajne količine toplinske energije (tzv. otpadna toplina). Ta toplina potom odlazi u izmjenjivač, gdje se koristi za zagrijavanje vode koja posljedično isparava. Para koja je pod visokim tlakom izlazi iz izmjenjivača i odlazi na parnu turbinu koja rotacijom vratila rotora generira dodatnu količinu električne energije. Na Slici 2-4. shematski je prikazana elektrana s kombiniranim ciklusom.



Slika 2 - 4. Shematski prikaz elektrane s kombiniranim ciklusom (https://insights.globalspec.com)

U usporedbi s bilo kojom tehnologijom vezanom uz ugljen, NGCC elektrane predstavljaju značajno poboljšanje u pogledu emisija. Najnaprednije elektrane koje koriste ugljen su kombinirani procesi s integriranim uplinjavanjem (engl. *integrated gasification combined cycle; IGCC*). One emitiraju manje emisija od svih tehnologija vezanih uz ugljen. Treba napomenuti kako IGCC elektrane predstavljaju samo oko 0,1% elektrana na ugljen – prevladavaju konvencionalna 1-ciklusna postrojenja s parnim turbinama. Tablicom 2-4. dana je usporedba emisija elektrana na ugljen i elektrana na plin, ovisno o tehnologiju koju koriste. Sa slike je vidljivo kako NGCC elektrane emitiraju znatno manje emisija od elektrana na ugljen.

Tablica 2 - 4. Usporedba prosječnih vrijednosti emisija NGCC elektrane s tehnologijama vezanim uz ugljen (Mac Kinnon et al., 2017)

Energent / Tehnologija elektrane	CO_2 [g/kWh]	NOx [g/kWh]	SOx [g/kWh]	PM [g/kWh]
Ugljen; Parna turbina	997	1,14	3,19	0,19
Ugljen; IGCC	980	0,12	0,04	0,72
Prirodni plin; NGCC	441	0,12	0,004	0,0009

U usporedbi s nuklearnim, elektrane na prirodni plin emitiraju više emisija. Nuklearne elektrane su najveći izvor niskougljične energije u sadašnjosti. Nuklearna energija može se po količini emisija usporediti s OIE. Unatoč tomu, postoje druge barijere koje sprječavaju znatnije širenje nuklearnih elektrana u svijetu. Investicije u nuklearnu elektranu znatno su kapitalno intenzivnije od onih u primjerice elektranu na prirodni plin (Tablica 2-1.). Postoje i brojni problemi kod odlaganja radioaktivnog otpada – kod kojega vrijedi poznati *nimby* efekt. Nadalje, razvitkom tehnologije nuklearnih elektrana neupitno se stječu znanja koja se mogu upotrijebiti za izradu nuklearnog oružja – što svakako ne ide u korist nuklearnoj energiji. Konačno stigma koja prati nuklearne elektrane u društvu, za koju su zaslužne nezgode u elektranama Three Mile Island, Chernobyl i Fukushima, najčešće je uzrok kraja bilo kakve rasprave o gradnji nuklearne elektrane na nekom području.

Iz svega što je prikazano nameće se zaključak kako je prirodni plin optimalan izbor među konvencionalnim gorivima u sektoru proizvodnje električne energije.

2.4. SEKTOR PROMETA

Promet se može podijeliti na zračni, kopneni i pomorski promet. U nastavku će biti analizirana mogućnost korištenja prirodnog plina u svakoj od tih grana prometa.

Korištenje bilo kakvih alternativnih goriva u zračnom prometu zasad je skoro pa nezamislivo. Iako postoji nekolicina projekata koja se bavi razvojem alternativnih goriva za avione (poput biogoriva i aviona pogonjenih električnom energijom), njihov broj je skoro pa zanemariv. Kod raketa zasad uopće nema alternative raketnom gorivu (koje je zapravo posebno rafinirani kerozin).

Kopneni promet može se podijeliti na automobilski, kamionski i željeznički. Kod automobila, istraživanja su pokazala kako kupce u Europi (koja je od svih kontinenata najosviještenija u pogledu zaštite okoliša) još uvijek više zanimaju cijene automobila nego koliko štetnih plinova oni ispuštaju. Iz perspektive energetsko-klimatskih ciljeva, prirodni plin u automobilskom sektoru nije poželjan, s obzirom na činjenicu kako donosi samo smanjenje, a ne i nultu stopu emisija. Zakonodavni okvir stoga više potpomaže širenju zastupljenosti električnih automobila. Posljedično proizvođači više ulažu u razvitak tehnologije električnih ili hibridnih automobila, dok pogon na prirodni plin ostaje po strani. Dosadašnja iskustva upućuju na očekivanje kako se veća zastupljenost prirodnog plina u automobilskom sektoru neće dogoditi.

U željezničkom prometu većina novijih vlakova već je pogonjena električnom energijom, čime su zadovoljena smanjenja emisija. Na bilo kojoj prometnijoj željezničkoj trasi se isplati uložiti u izgradnju tračnica koje omogućuju pogon električnim vlakovima, kao i kupovinu istih – jer se radi o dugoročnoj investiciji koja će se svakako isplatiti.

2.4.1. Kamionski promet

Kamionski promet je sektor u kojemu postoji veliki potencijal za prirodni plin. S obzirom kako baterijska tehnologija još nije dovoljno razvijena da adekvatno zadovolji pogonske potrebe prosječnog kamiona, za smanjenje emisija nužan je prelazak na prirodni plin. Na to najveći utjecaj imaju vlasnici većih prijevozničkih tvrtki. Odluka o prelasku na plin najčešće se događa kada je vrijeme za obnovu vozila, te ovisi najviše o financijskom aspektu. Osnovni mehanizam za usporedbu troškova je "kapitalni trošak kamiona vs. cijena goriva". Cijena plina je dosta niža od cijene dizela, ali varira ovisno o porezu. Kapitalni trošak kamiona pogonjenog plinom je trenutno za oko 20 do 40 tisuća $ viši od troška kamiona pogonjenog dizelom [6]. Prema nekim publikacijama, cijena kamiona pogonjenog UPP-om je 30-40% viša od cijene dizelskog kamiona [13]. Nemoguće je izračunati točno, ali pod pretpostavkom kako će neki kamion proputovati oko 100 000 km godišnje, do povrata investicije za kamion na prirodni plin će doći nakon dvije do četiri godine [6,13].

Velika barijera za širenje prirodnog plina kao pogonskog goriva kamiona je rasprostranjenost punionica. Punionice prirodnog plina (bilo stlačenog ili ukapljenog prirodnog plina) nisu ni približno rasprostranjene poput punionica dizela. U boljoj situaciji je SPP, koji je znatno proširenij od UPP-a. Međutim, UPP je pogodnije gorivo za teža vozila koja putuju na veće udaljenosti. Energetska vrijednost jedne litre UPP-a 2,5 puta je veća od one jedne litre SPP-a [13]. Također, punjenje spremnika UPP-om često je brže od punjenja SPP-om, zato što je obujam spremnika kod UPP-a manji [6]. U početku su proizvođači kamiona bili skeptični oko razvoja pogona na UPP, dok se ne poveća broj punionica. S druge strane, tvrtke iz plinskog sektora bile su skeptične oko otvaranja punionica dok se ne poveća potražnja (odnosno broj kamiona pogonjenih UPP-om). Posljednjih godina se ipak događa napredak – u travnju 2018. završen je petogodišnji projekt Europske unije "*LNG Blue Corridors"*.

Cilj projekta je bio uspostaviti suradnju između proizvođača kamiona i plinskog sektora kako bi se podigla svijest o UPP-u kao alternativi za dizel te proširilo njegovo korištenje u praksi. Sa strane proizvođača kamiona u projektu su sudjelovale tvrtke Iveco, Scania i Volvo. One su sudjelovale s ukupno 140 kamiona pogonjenih UPP-om. Za vrijeme trajanja projekta, ali i nakon njegova završetka, te tvrtke radile su na razvijanju tehnologije UPP kamiona, kao i širenju zastupljenosti istih na tržištu. Sa strane plinskog sektora broj UPP punionica se povećao s

ukupno 40 na početku projekta na oko 140 po njegovom završetku (s još desetcima punionica u izgradnji ili planu izgradnje). Na Slici 2-5. prikazana je rasprostranjenost UPP punionica u članicama Europske unije. Na prvom mjestu po korištenju prirodnog plina u cestovnom prometu se nalazi Italija. Može se zaključiti kako je tranzicija na prirodni plin kao pogonsko gorivo u sektoru kamionskog prometa otpočela, a treba raditi na njenom daljnjem širenju i što većoj zastupljenosti prirodnog plina kao pogonskog goriva u ovome sektoru.

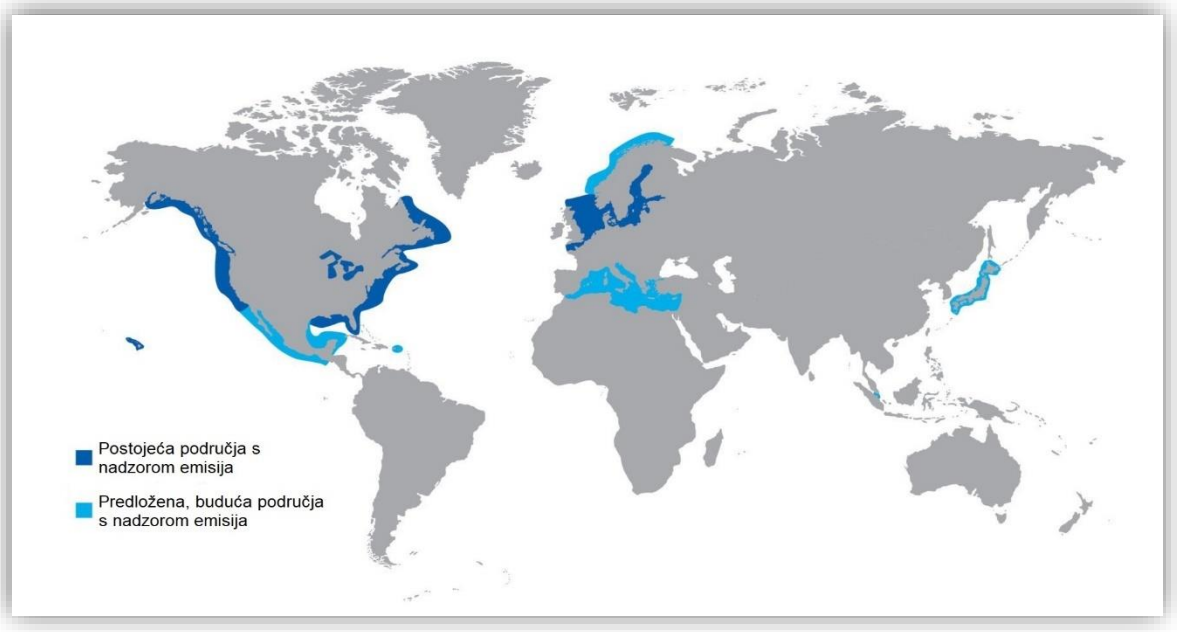


Slika 2 - 5. Broj punionica UPP-a po državama članicama EU (https://www.ngva.eu/)

2.4.2. Pomorski promet

Od ukupne svjetske flote brodova oko 80% je pogonjeno loživim uljem (engl. *marine fuel*), a skoro cijeli preostali dio flote koristi dizel velike gustoće (engl. *marine gas oil; MGO*). UPP se kao pogonsko gorivo koristi većinom samo na brodovima koji ga prevoze. Ostale pogonske tehnologije (baterije, vodik, biometan) su tek u začetku razvitka, ali upitno je hoće li doći do značajnijeg širenja – s obzirom na brojne barijere koje će prvo morati proći (poput neekonomičnosti i brojnih tehničkih nesavršenosti).

Prva i najznačajnija konvencija, kada je riječ o onečišćenju mora kao posljedici pomorskog prometa, je "Međunarodna konvencija o sprječavanju onečišćenja mora s brodova 73/79" (poznata pod nazivom *MARPOL*), usvojena pod okriljem Međunarodne pomorske organizacije. Prilog 6 *MARPOL*-a uređuje onečišćenje zraka emisijama plinova s brodova, sadržavajući pravila o tehničkim zahtjevima u odnosu na pogonsko gorivo broda i njegov sadržaj sumpora. Navedeni prilog *MARPOL*-a revidiran je nekoliko puta, a posljednja revizija propisala je ograničenje od najviše 0,5% sumpora u pogonskom gorivu broda od 01. siječnja 2020. Treba napomenuti kako su prema Prilogu 6 proglašena područja s nadzorom emisija sumpora (engl. *emission control areas; ECA*) gdje su na snazi vrlo strogi zahtjevi za sadržaj sumpora u pogonskom gorivu (0,1%). Prema Slici 2-6., kojom su prikazana postojeća i predložena ECA područja, može se zaključiti kako se radi o vrlo prometnim dijelovima mora i oceana.



Slika 2 - 6. Postojeća i predložena područja s nadzorom emisija (https://www.fuelseurope.eu)

Uvjeti o smanjenju emisija sumpora koje *MARPOL* stavlja pred vlasnike brodova i brodare mogu se ispuniti na tri načina: 1) Promjenom pogonskog goriva broda na UPP; 2) Ugradnjom čistača koji uklanjaju sumpor iz ispušnih plinova broda; 3) Korištenjem dodatno rafiniranog MGO-a (iako je to kratkoročno rješenje, jer će količina emisija s takvih brodova uskoro biti nezadovoljavajuća).

Vlasnicima broda i brodarima izrazito je bitna cijena goriva, koja čini zanačajnu stavku unutar ukupnih troškova poslovanja broda. Kao i kod kamiona, glavni mehanizam za usporedbu troškova je "kapitalni trošak broda vs. cijena goriva". Iako je UPP jeftinije gorivo od loživog ulja i MGO-a, razlika u cijeni se smanjuje. U praksi cijena UPP-a koju brodari plaćaju ovisi o brojnim čimbenicima. Ekonomsku kompetitivnost UPP-a već se osigurava različitim mehanizmima plaćanja, od kojih se ističe "Oil product minus" – njime se brodarima garantira kako će cijena UPP-a biti niža od loživog ulja i MGO-a. Kapitalni troškovi za izgradnju broda s pogonom na UPP su viši od onih s pogonom na loživo ulje.

Volja brodara da prijeđu na UPP kao pogonsko gorivo ovisit će i o razvoju UPP punionica za brodove na različitim lokacijama na svijetu. Širenje mreže punionica već je otpočelo, a

pretpostavka je kako će se nastaviti (zbog brojnih aktualnih projekata i moguće velike zarade za dionike plinskog sektora u budućnosti).

Iz svega izloženog može se zaključiti kako se prirodni plin nameće kao optimalno gorivo u pomorskom prijevozu prema zahtjevima *MARPOL* Priloga 6.

2.4.3. Usporedba emisija prirodnog plina i ostalih konvencionalnih goriva u sektorima kamionskog i pomorskog prometa

Studije o emisijama iz kamionskog prometa podjeljene su oko ekoloških prednosti kamiona pogonjenih plinom i konvencionalnih dizelskih kamiona. U nekim publikacijama može se pronaći podatke koji sugeriraju kako kamioni pogonjeni prirodnim plinom ispuštaju otprilike jednako štetnih plinova kao i oni pogonjeni dizelom (ako se radi o kamionima po Euro VI standardu). Kao razlog navodi se tehnička nesavršenost motora na prirodni plin – kako bi se postigla značajnija smanjenja emisija u odnosu na dizelske motore potreban je daljnji razvitak, za što su poželjne subvencije. Prema stručnjacima, potrebno je subvencionirati razvitak pojedinačnih motora i tehnologija, a ne općenito prirodnog plina kao pogonskog goriva [6,18].

Za usporedbu emisija stakleničkih plinova iz kamiona koji koriste različita pogonska goriva, kod prirodnog plina su uključene i emisije iz *upstream* djelatnosti (odnosno emisije iz cijelog "životnog vijeka" prirodnog plina). Pretpostavljena su tri scenarija koja se međusobno razlikuju po količini emisija iz *upstream*-a. Tablicom 2-5. prikazana je usporedba emisija stakleničkih plinova iz različitih kamiona, s obzirom na navedena tri scenarija.

Tablica 2 - 5. Usporedba emisija stakleničkih plinova iz kamiona, ovisno o tehnologiji motora i pogonskom gorivu (Transport & Environment, 2018)

	Male količine emisija iz *upstream*-a (18,8 g CO_2 e / MJ)	**Srednje količine emisija iz *upstream*-a (19,4 g CO_2 e / MJ)**	**Velike količine emisija iz *upstream*-a (24,6 g CO_2 e / MJ)**
Kamion pogonjen dizelom, s najmanje emisija	948 g CO_2 e / km		
HPDI UPP kamion	- 2,7 %	- 2,0 %	+ 4,4 %
SI UPP kamion	+ 4,4 %	+ 5,1 %	+ 11,5 %
SI SPP kamion	- 2,4 %	- 0,7 %	+ 7,9 %
Prosječni kamion pogonjen dizelom	1001 g CO_2 e / km		
HPDI UPP kamion	- 7,9%	- 7,2 %	- 1,1 %
SI UPP kamion	- 1,1 %	- 0,4 %	+ 5,6 %
SI SPP kamion	- 7,5 %	- 6,0 %	+ 2,2 %
HPDI = visoko-tlačno, direktno injektiranje (engl. *High pressure direct injection*); ekološki najbolja tehnologija dostupna za kamione pogonjene UPP-om SI = unutarnje izgaranje potaknuto iskrom (engl. *Spark ignition*); prosječna tehnologija kamiona pogonjenih prirodnim plinom			

Iz Tablice 2-5. vidi se kako se emisije stakleničkih plinova iz kamiona pogonjenih prirodnim plinom u svakom od slučajeva kreću između ± 10% u odnosu na one iz kamiona pogonjenih dizelom. To se smatra nedovoljnom razlikom. Nameće se i problem nejednake efikasnosti motora – dizelski motor ima veću efikasnost od onoga pogonjenog prirodnim plinom. Iako je HPDI motorom razlika u efikasnosti dovedena na minimum, ta tehnologija je dostupna mahom samo u Europi. Uz to, HPDI kamione trenutno nudi samo Volvo.

Ako se pretpostavi kako će emisije iz *upstream*-a kod prirodnog plina biti unutar umjerenog (srednjeg) scenarija, te ako se onda usporedi emisije najboljeg dostupnog dizelskog motora s HPDI motorom – potonji emitira manje stakleničkih plinova. Iz tog razloga treba raditi na daljnjem razvitku kamiona pogonjenih UPP-om. Valja uzeti u obzir i činjenicu kako je dizelski motor starija i bolje poznata tehnologija – no svejedno emitira više stakleničkih plinova od HPDI tehnologije. Konačno u analizi nisu uzete u obzir emisije cijelog "životnog vijeka" dizela, kao što je učinjeno za prirodni plin. Treba također napomenuti kako su podatci iz Tablice 2-5.

preuzeti iz studija koje najkritičnije sagledavaju kamione pogonjene prirodnim plinom (a čak su i u njima, kako je pokazano, jasne prednosti tehnologija vezanih uz prirodni plin). Prema nekim publikacijama ekološke prednosti kamiona pogonjenih prirodnim plinom su još prominentnije [26].

Kod brodova, za usporedbu emisija iz različitih tehnologija bitno je odrediti količinu metanskog otparka (engl. *methane slip*). To je vrijednost koja označava koliki postotak od ukupnog UPP-a u nekom spremniku će ispariti i završiti u atmosferi (zbog tehničkih nesavršenosti sustava), pri različitim radnjama poput punjenja spremnika, pretakanja, transporta itd. U pomorskom prometu je metanski otparak znatno veći nego u preostalim granama prometa. Stoga su za usporedbu emisija pretpostavljena dva slučaja, s različitom količinom metanskog otparka. Također, kao i kod kamiona, pretpostavljena su tri različita scenarija ovisno o mogućoj količini emisija iz opskrbnog lanca prirodnog plina. Tablicom 2-6. prikazana je usporedba emisija stakleničkih plinova s brodova pogonjenih UPP-om u odnosu na ostala goriva i tehnologije.

Tablica 2 - 6. Usporedba emisija stakleničkih plinova iz brodova pogonjenih UPP-om i ostalih tehnologija (Transport & Environment, 2018)

	Male emisije iz opskrbnog lanca (18,8 g CO_2 e / MJ)		**Umjerene emisije iz opskrbnog lanca (19,4 g CO_2 e / MJ)**		**Značajne emisije iz opskrbnog lanca (24,6 g CO_2 e / MJ)**	
Metanski otparak	1,8 %	3,5 %	1,8 %	3,5 %	1,8 %	3,5 %
UPP vs. Loživo ulje + čistači	- 10,4 %	- 0,6 %	- 9,6 %	+ 0,3 %	- 7,9 %	+ 1,5 %
UPP vs. MGO	- 4,7 %	+ 5,7%	- 3,7 %	+ 6,8 %	- 0,9 %	+ 9,3 %

Kao što je vidljivo iz Tablice 2-6., korištenje UPP-a rezultira značajnim smanjenjem emisija u odnosu na loživo ulje (koje pogoni 80% svjetske flote). Ipak, može se primijetiti kako smanjenje emisija znatno ovisi o količini metanskog otparka. Drugim riječima, potrebno je raditi na daljnjem razvitku tehnologije i izobrazbi osoblja, jer smanjenjem metanskog otparka (možda čak i ispod razine od 1,8%) postigla bi se značajna smanjenja emisija stakleničkih plinova.

Velika prednost UPP-a kao pogonskog goriva brodova je kod emisija NO_x spojeva. Smanjenje tih emisija u odnosu na brodove pogonjene loživim uljem je između 85 i 100%. Čak i u usporedbi s brodovima pogonjenim MGO-om, smanjenje emisija štetnih plinova je značajno ako MGO brodovi nisu opremljeni različitom skupom i modernom tehnologijom za pročišćavanje ispuha. Treba napomenuti i kako su emisije čestica s brodova pogonjenih UPP-om znatno manje – a one u arktičkim regijama imaju isti učinak kao staklenički plinovi, jer na sebe vežu toplinu iz atmosfere i kada slete na snijeg ili led uzrokuju brže topljenje.

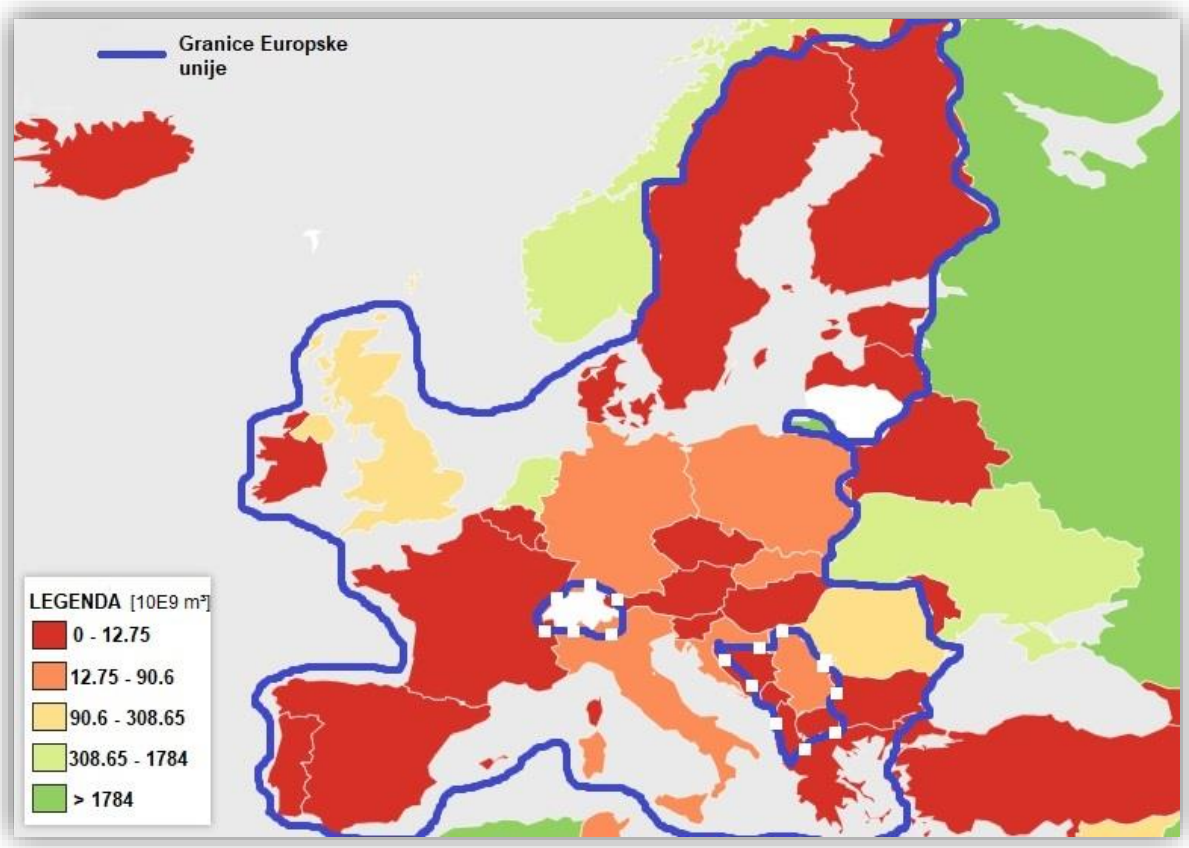
Iz svega što je prikazano nameće se zaključak kako je potrebno dalje raditi na razvoju prirodnog plina kao pogonskog goriva kod kamiona i brodova. Već sa sadašnjom tehnologijom emisije prirodnog plina su nerijetko manje od onih konvencionalnih goriva. Daljnjim razvitkom tehnologije prirodnog plina razumno je pretpostaviti kako će se ta razlika dodatno širiti. Prednost prirodnog plina je i njegova cijena – jeftiniji je (često znatno jeftiniji) od ostalih konvencionalnih goriva. Stoga treba za početak nastaviti poticati što veću tranziciju na prirodni plin u sektorima kamionskog i brodskog prometa.

3. PRIRODNI PLIN KAO GORIVO U EUROPSKOJ UNIJI

U prethodnom poglavlju istaknuti su razlozi zašto je prirodni plin optimalni energent u tranziciji ka niskougljičnom društvu, kod proizvodnje električne energije, i u kamionskom i brodskom prometu. U ovom poglavlju bit će prikazan status prirodnog plina u Europskoj uniji.

3.1. VLASTITE REZERVE PRIRODNOG PLINA

Statistika iz 2018. godine procjenjuje rezerve prirodnog plina u Europskoj uniji na 1343,92 milijardi m^3, što je za 2,1% manje nego u 2017 [18]. Na Slici 3-1. prikazane su europske države i njihove procijenjene rezerve prirodnog plina u 2018. godini.



Slika 3 - 1. Europske države i njihove rezerve prirodnog plina u 2018. godini (https://knoema.com)

Kao što je vidljivo sa Slike 3-1., većina članica Europske unije spada u kategoriju s manje od 12,75 milijardi m³ vlastitih rezervi. Valja napomenuti kako neke od država uopće nemaju vlastite rezerve, poput primjerice Portugala, Švedske, Finske, Belgije, Luksemburga, Estonije, Latvije, Slovenije i Malte. Od procijenjenih 1343,92 milijardi m³ rezervi, 73% se nalazi u samo dvije od 28 članica Unije, Nizozemskoj (59,6%) i Ujedinjenom Kraljevstvu (13,4%).

Treba napomenuti kako u procijenjene rezerve nije uključen plin iz nekonvencionalnih ležišta. Iako je ranih 2010.-ih (te pogotovo u poznatoj studiji IEA iz 2011., "Zlatno doba prirodnog plina") razmatrana opcija razvitka proizvodnje plina iz nekonvencionalnih ležišta u EU, ta ideja je ubrzo napuštena. Od 2015. godine nadalje, svi scenariji koje IEA pretpostavlja u svojim studijama ne predviđaju ikakav razvitak proizvodnje plina iz nekonvencionalnih ležišta u EU. S obzirom na sve veću brigu Europljana za ekologiju, te intenzitet otpora na koji su neke od naftnih tvrtki naišle pri samom spomenu hidrauličkog frakturiranja, takve pretpostavke IEA ne iznenađuju.

3.1.1. Rezerve prirodnog plina Ujedinjenog Kraljevstva

Statistika procjenjuje dokazane britanske rezerve prirodnog plina na 180,65 milijardi m³, a proizvodnju u 2018. na 40,6 milijardi m³ [2,18]. Ako proizvodnja u budućnosti ostane ista, a ne dogodi se značajnije zanavljanje rezervi, Ujedinjeno Kraljevstvo će ostati bez vlastitih rezervi plina za nešto više od četiri godine. Ukupna potrošnja prirodnog plina u 2018. iznosila je 78,9 $\times$ 10^9 m³, što čini UK uvoznikom prirodnog plina.

Budućnost Ujedinjenog Kraljevstva kao članice Europske unije je, u najmanju ruku, upitna. Stručnjaci već upozoravaju kako ne bi trebalo uvrštavati britanske rezerve pod ukupne rezerve EU. Nakon referenduma održanog 23. lipnja 2016., 51,9% stanovnika Ujedinjenog Kraljevstva izjasnilo se kako podržava izlazak iz EU. Nekoliko mjeseci kasnije, britanska se Vlada pozvala na članak 50. Lisabonskog ugovora, kojim je započeo proces izlaska UK-a iz EU. Konačna odluka o Brexit-u odgođena je najkasnije do 31. listopada 2019.

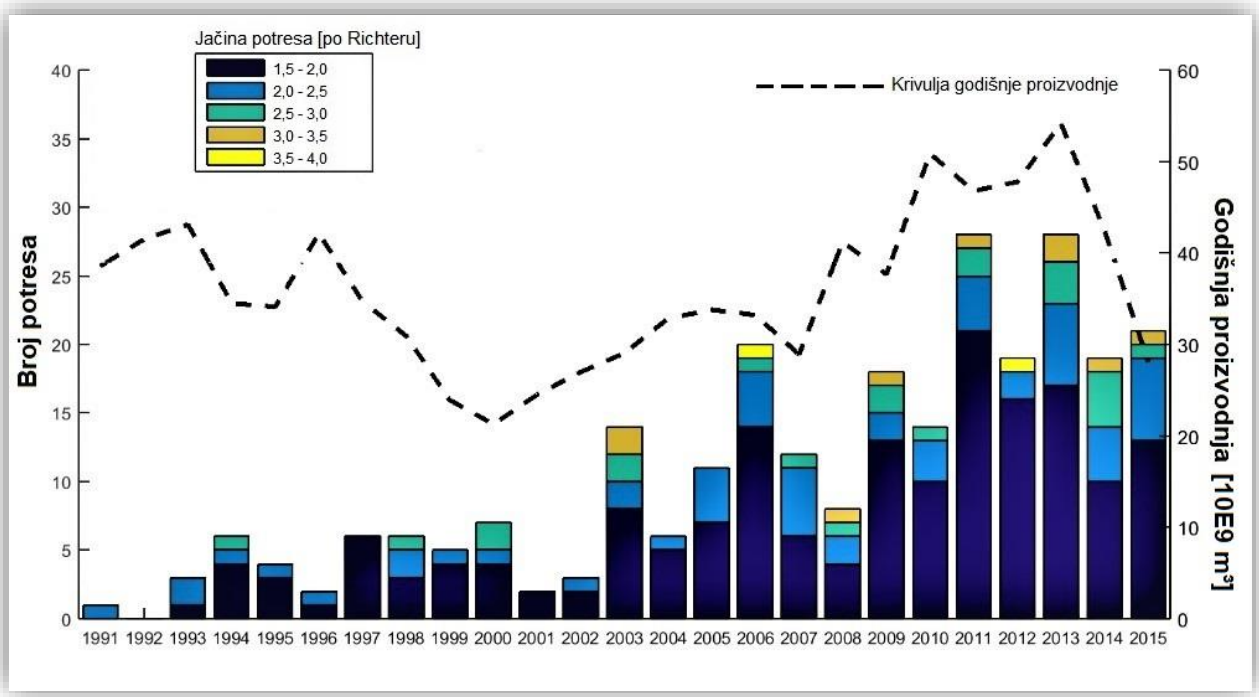
Ujedinjeno Kraljevstvo nema dovoljno rezervi prirodnog plina niti za vlastitu potrošnju. Ako se tomu doda činjenica kako je budućnost UK-a u odnosu na EU nejasna, na njihove rezerve prirodnog plina se u ostatku Unije ne bi trebalo računati.

3.1.2. Nizozemske rezerve prirodnog plina

Otkriveno 1959. godine, plinsko polje Groningen najveće je takvo polje u Europi i deseto najveće na svijetu. Nalazi se nedaleko Slochterena, u provinciji Groningen, na sjevero-istoku Nizozemske. Procijenjene rezerve tog polja u početku su bile oko $2{,}9 \times 10^{12}$ m³. Polje je pušteno u proizvodnju 1963. Do 2015. godine, iz Groningena je proizvedeno oko 2×10^{12} m³, odnosno oko 70% od početno procijenjenih rezervi.

Glavni operator polja je tvrtka Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (skraćeno: NAM). Ona je nastala suradnjom tvrtki Royal Dutch Shell i ExxonMobil, koje imaju jednake udjele u vlasništvu (50:50).

Problem provincije Groningen su potresi, za koje se smatra kako su inducirani naftno-rudarskim aktivnostima na polju. Prvi zabilježeni potres u provinciji za koji se smatra kako je antropogen dogodio se 1986. godine. Pet godina kasnije dogodio se prvi "ozbiljniji" potres (2,4 po Richterovoj ljestvici). Od tada je zabilježeno preko tisuću potresa. Većina je kategorizirana kao "blagi potresi", te ih nizozemska Vlada smatra donekle nevažnima. Najjači od potresa dogodio se 16. kolovoza 2012., kada je pokraj mjesta Huizinge zabilježeno podrhtavanje od 3,6 po Richterovoj ljestvici. Posljednji u nizu potresa dogodio se 22. svibnja 2019., kada je zabilježeno 3,4 po Richteru (treći najjači od 1986. godine). Na Slici 3-2. prikazana je ovisnost broja i jačine potresa o količini proizvedenog plina iz polja Groningen. Kao što je vidljivo sa slike, kako se proizvodnja povećavala od 2009. do 2013. tako je rastao i broj potresa i njihova jačina.



Slika 3 - 2. Ovisnost broja i jačine potresa o godišnjoj proizvodnji iz polja Groningen (https://www.nlog.nl/en/)

Nakon potresa 2012. godine u Nizozemskoj su počeli prosvjedi oko proizvodnje iz Groningena. Javnost, nevladine organizacije i brojni ekološki aktivisti su tražili ograničenje ili čak potpuni prestanak proizvodnje, te zatvaranje polja zauvijek. Takav snažan pritisak javnosti na Vladu i naftnu industriju rezultirao je u siječnju 2014. postavljanjem prvog ograničenja na proizvodnju iz Groningena – koje je iznosilo 42,5 milijarde m^3 za tu godinu. Iduće dvije godine, nastavljanjem nezadovoljstva javnosti, Vlada je svakih nekoliko mjeseci uvodila sve drastičnija ograničenja proizvodnje, te je 24. lipnja 2016. donesena konačna odluka: godišnje ograničenje proizvodnje postavljeno je na 24 milijarde m^3 za period od idućih pet godina. Preostaje činjenica kako su brojne kuće i građevine uništene u potresima, koji će se nastaviti (čak i ako proizvodnja iz Groningena potpuno prestane) barem još neko vrijeme.

Nizozemska ekonomija izrazito ovisi o proizvodnji i izvozu plina – toliko da je časopis *The Economist* 1977. godine osmislio pojam "nizozemske bolesti" (engl. *Dutch disease*). Pojam se od tada učestalo koristi u ekonomiji, a opisuje situaciju u kojoj određeni poslovni sektor unutar

neke države doživljava streloviti razvoj i rast prihoda, dok ostali sektori doživljavaju upravo suprotno. Naime, nakon otkrića Groningena nizozemska naftno-plinska industrija je "procvala". Trgovina prirodnim plinom je neprestano rasla, posljedično je i nizozemski gulden jačao. Razlike među guldenom i drugim nacionalnim valutama zemalja u okruženju (s kojima je Nizozemska najviše trgovala) su također rasle. Drugim državama je postalo preskupo kupovati bilo što od nizozemskog izvoza, a uvoz iz drugih zemalja u Nizozemsku je postao toliko jeftin da je potreba za domaćim proizvodima padala. Paralelno se događao prelazak radne snage u naftno-plinsku industriju, što je dodatno otežalo stanje u drugim industrijama. Nizozemska je od tada (suradnjom političara i ekonomista) napredovala, i prirodni plin je iz godine u godinu zaslužan za sve manji udio BDP-a. Unatoč tomu, ekonomija i energetika su i dalje jako ovisne o prirodnom plinu.

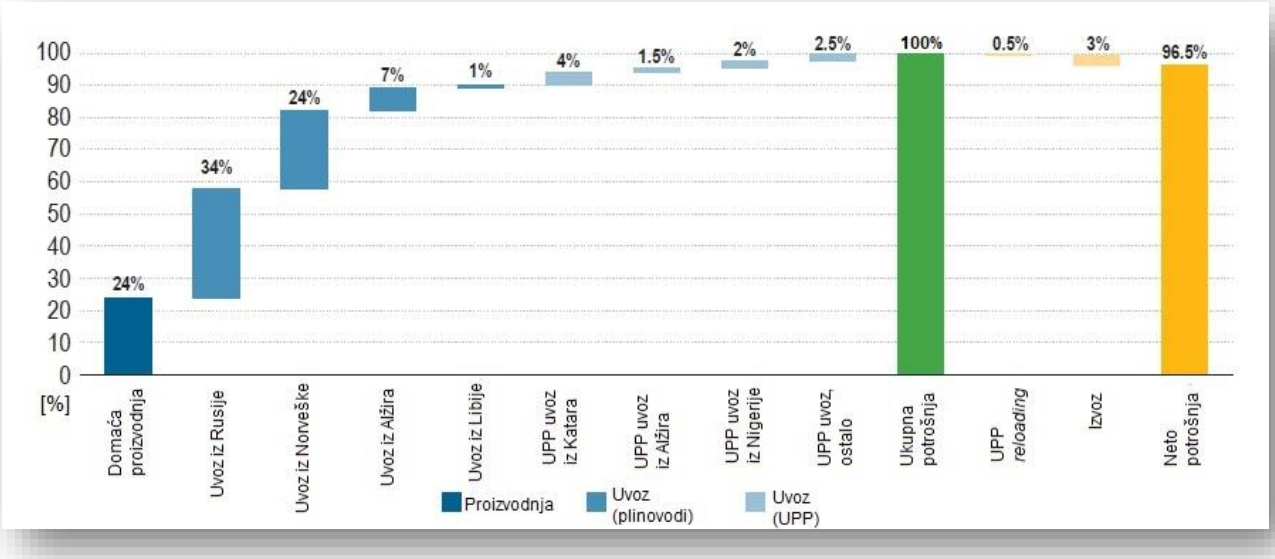
Direktor NAM-a Roelf Venhuizen kaže kako je za energetsku tranziciju prvo potrebno zatvoriti elektrane na ugljen (koje i dalje proizvode oko 30% nizozemske električne energije), te imati prijelazno razdoblje u kojemu će prirodni plin i obnovljivi izvori koegzistirati. Stručnjaci se slažu kako je nemoguće u potpunosti prestati koristiti prirodni plin u Nizozemskoj u idućih desetak godina. Druga istraživanja tvrde kako će biti nemoguće čak do 2040. ili 2050 [6].

Trenutno stanje u nizozemskoj naftno-plinskoj industriji je loše, što ima negativan utjecaj i na nizozemsku ekonomiju. Pritisak javnosti za potpuno napuštanje Groningena je ogroman, dok političari pokušavaju raznim legislativama održati proizvodnju. Nizozemska ne može ukinuti korištenje prirodnog plina nauštrb ugljena, jer bi se to izravno kosilo s obećanjima o smanjenju emisija na koja je pristala kao i ostatak EU. S druge strane, potpuni prelazak na OIE je kratkoročno nemoguć i ekonomski neostvariv. Kao opcija se nameće prelazak iz izvoznika u uvoznika prirodnog plina, ali to bi moglo imati katastrofalne posljedice na ekonomiju koja je i dalje dobrim dijelom utemeljena na izvozu istoga. Preostaje zaključak kako će Nizozemska, ako nastavi proizvoditi prirodni plin, veliku većinu ili sav koristiti za vlastite potrebe. Hoće li što preostati za snabdijevanje ostatka EU je vrlo upitno, pa se na njihove rezerve također ne bi trebalo računati u ostatku Unije.

3.2. UVOZ PRIRODNOG PLINA

Iz prethodnog poglavlja može se zaključiti kako EU nema značajnije vlastite rezerve prirodnog plina, što znači kako se potražnja mora zadovoljiti uvozom. Od ukupno potrošenog plina u 2017., 76% je uvezeno, dok je domaća proizvodnja nastavila padati. Pretpostavlja se kako će domaća proizvodnja u budućnosti nastaviti padati, dok će ovisnost o uvozu rasti. Ovisnost EU o uvozu prirodnog plina se često koristi kao argument protiv njega. Međutim, treba napomenuti kako je opskrba Unije vrlo diversificirana, s brojnim dobavnim pravcima i mogućnostima (više o tome u nastavku). Teško je stoga zamisliti situaciju u kojoj bi EU ostala potpuno odsječena od opskrbe prirodnim plinom – što kao mogućnost navode "protivnici" prirodnog plina. Osim toga, EU je već neko vrijeme ovisna o uvozu, praktički bez ikakvih posljedica.

Glavni opskrbljivač EU prirodnim plinom je Rusija, koju slijede Norveška i Alžir. Uvoz UPP-a se također povećao u 2017. godini. Na Slici 3-3. prikazana je ukupna potrošnja prirodnog plina u Europskoj uniji u 2017., kao i porijeklo tog plina.



Slika 3 - 3. Ukupna potrošnja prirodnog plina u EU u 2017., te porijeklo plina (ACER, 2017)

3.2.1. Uvoz prirodnog plina iz Rusije

Rusija posjeduje najveće rezerve prirodnog plina na svijetu. U 2018., statistika ih je procijenila na $47{,}8 \times 10^{12}$ m³, što je otprilike 17% globalnih rezervi [18]. U Rusiji se nalazi petina svjetskih proizvodnih kapaciteta, a oko četvrtine protrgovanog plina na cijelom svijetu je porijeklom iz Rusije.

Cijene prirodnog plina unutar Rusije su regulirane, kako za industrijske potrošače, tako i za kućanstva. Godine 2006. donesena je strategija kojom su se cijene plina na domaćem tržištu trebale ujednačiti s izvoznim cijenama (umanjenim za transportne, skladišne te slične troškove). Plan je bio postupno povećavati cijenu plina na domaćem tržištu (za 15-25% godišnje) do 2011., za kada je bilo predviđeno kako će doći do ujednačenja. Međutim, zbog povećanja cijena nafte, koje je Rusija popratila povećanjem cijena plina za izvoz, ujednačenje je pomaknuto najkasnije do 2018. Međunarodne sankcije nakon pripajanja Krima u proljeće 2014. su zadale snažan udarac ruskoj ekonomiji. BDP je prestao rasti, strana ulaganja su u potpunosti stala, a proizvodnja u brojnim industrijskim granama došla je do potpunog zastoja. Posljedično se dogodila značajna devalvacija rublja. Kako bi prilagodila cijene plina tom novom stanju ekonomije, ruska Vlada počela je indeksirati cijene plina po inflaciji rublja. Dodatni udarac ruskoj ekonomiji, koja je uvelike ovisna o prirodnim resursima, bio je pad cijena nafte 2014. Iz tih razloga je ujednačenje domaćih i izvoznih cijena plina odgođeno najkasnije na 2035. Rusija je stoga ostala "zarobljena" unutar niskih domaćih cijena plina. Ako se stanje na domaćem tržištu ne promijeni, dogodit će se trajno smanjenje prihoda proizvođača i distributera prirodnog plina. Oni će onda morati smanjiti svoja ulaganja u razvojne i druge projekte, što će dodatno negativno utjecati na potražnju za prirodnim plinom. Unatoč nastojanjima da se tržište plina reformira, za sada nema naznaka za to od strane Vlade. Svi akteri na plinskom tržištu pritišću Gazprom da otvori svoje transportne sustave konkurenciji, kako bi se stvorilo slobodnije tržište – i taj pritisak stalno raste. Kratkoročno, Gazprom će vjerojatno nastaviti kontrolirati transportni sustav, kao i većinski dio izvoza i domaće opskrbe. Dugoročno će međutim morati odgovoriti na pritisak konkurencije, ili prodajom većih količina plina domaćim kupcima ili povećanjem izvoznih količina. Bilo kakve promjene u plinskom sektoru će ipak vjerojatno morati doći izvana, jer na nacionalnoj razini je plin u snažnoj korelaciji s BDP-om koji stagnira.

Povijesno gledano, ruska strategija za izvoz prirodnog plina bila je oduvijek ista: fokusirali su se na europsko tržište i predviđali stalni porast potražnje na europskoj strani (zbog povećanja broja stanovnika i BDP-a). Cilj je bio nuditi najjeftiniji plin i usredotočiti se isključivo na što veće izvozne količine te na taj način držati dominantnu poziciju na europskom tržištu. Isporuka plina bila je dogovarana putem dugoročnih ugovora, u kojima je cijena plina bila indeksirana po cijeni nafte. Plin se dostavljao samo do granice neke države, od kuda je dalje bio na vlasništvo i odgovornost lokalnih opskrbnih tvrtki. Uz to, ugovori su često imali *take-or-pay* i *destination* klauzule. *Take-or-pay* klauzula prisiljava kupca na preuzimanje ugovorene količine plina neovisno o njegovim potrebama za istim – u protivnome, kupac je dužan platiti kaznu za nepreuzeti plin. Cijena nepreuzetog plina obično je bila nešto niža od ugovorene cijene. *Destination* klauzula brani preprodaju plina za vrijeme transporta, odnosno dok plin još nije isporučen. Drugim riječima, destinacija isporuke se ne smije mijenjati.

Godine 2009. otpočelo je europsko nezadovoljstvo s dotadašnjim načinom ugovaranja trgovine plinom. Prvi koji su bili nezadovoljni principom po kojem su se sklapali dugoročni ugovori s Rusima bili su njemački E.ON, talijanski Eni, turski BOTAŞ i francuski Gaz de France. Oni su zatražili revizije postojećih ugovora i promjene nekih od uvjeta. Po završetku pregovora, Gazprom je pristao 15% ugovorenih količina na godišnjoj razini indeksirati po cijenama na *spot* tržištu plina, te sniziti "obavezno preuzete količine" iz *take-or-pay* klauzula. Iduće godine je Gazprom zauzeo odlučniji stav i odbio sve zahtjeve za revizijama dugoročnih ugovora. Rezultat toga bio je početak brojnih arbitražnih postupaka koje su zahtijevali kupci. Prvi takav kupac koji je zatražio arbitražu suda bio je talijanski Edison. Do arbitraže ipak nije došlo, jer je Gazprom popustio i ponudio drukčiju formulu za kreiranje cijene plina u ugovoru (više zasnovanu na cijenama na *spot* tržištu), te također smanjio obveze propisane *take-or-pay* klauzulom. Godine 2011. je Gazprom počeo na individualnoj razini davati popuste na ugovorenu cijenu plina, onim kupcima koji su bitni za portfolio tvrtke. Gotovo svi kupci koji nisu dobili popust pokrenuli su arbitražne postupke za reviziju postojećih dugoročnih ugovora. Iduće godine, zbog lošeg stanja na tržištu plina, Gazprom je revidirao ugovore sa svim većim tvrtkama i svima spustio ugovorene cijene plina. Od 2013. Gazprom uvodi novu politiku po kojoj daje popuste: dužni su nadoknaditi razliku između *spot* cijena i ugovorenih cijena plina. Time su *de facto* prešli na spot-indeksaciju, iako su formalno cijene ostale indeksirane po cijeni nafte. Kako god, sve nadoknade su trenutne i Gazprom ih može ukinuti kada to poželi. Iste godine uslijedio je novi val arbitražnih

postupaka, od kojih se ističe ona s njemačkim RWE-om. Točna odluka arbitraže nije poznata, iako su obje strane javno izjavile kako su pobijedile u sporu. Od arbitra je saznato kako su cijene u ugovoru "promijenjene, tako da odražavaju realniju sliku tržišta", što sugerira kako je ipak RWE dobio što je tražio. Iduće dvije godine, revizije ugovora (bilo pregovorima ili arbitražom) su nastavljene. Gazprom je u 2015. objavio kako je 17,8% od ukupno prodanog plina te godine bilo spot-indeksirano. Iste godine je plin po prvi puta bio stavljen na prodaju putem aukcije [6].

Samo u periodu od 2009. do 2015., revidirano je više od 60 ugovora, s preko 40 različitih stranaka – rezultat tih revizija bili su popusti, blaži uvjeti *take-or-pay* klauzula i značajni prelazak na spot-indeksaciju. Sve to su pokazatelji modernizacije Gazprom-a i njegovog poslovanja, te njegovog nastojanja da ostane glavni opskrbljivač prirodnim plinom Europe.

Izvoz UPP-a je, moglo bi se reći, tek na začetcima. Rusija ima dva aktivna postrojenja za ukapljivanje UPP-a. Postrojenje Sakhalin 2 započelo je s radom 2009. godine i iz njega se plin izvozi uglavnom za Japan i Južnu Koreju. Postrojenje Yamal započelo je s radom 2017. godine i iz njega se plin izvozi za Europu. Ukupni kapacitet za ukapljivanje ova dva postrojenja iznosi 26,1 mtpa. Uz ta dva postojeća, Rusija ima u planu izgraditi još šest postrojenja za ukapljivanje.

Rusija se nalazi u povoljnom položaju glede izvoza prirodnog plina. Posjeduje otprilike 150×10^9 m³/godišnje proizvodnih kapaciteta koje trenutno ne koristi. To znači kako može lako zadovoljiti bilo kakve poraste u potražnji za prirodnim plinom, ali i konkurirati bilo kojem drugom izvozniku prirodnog plina. Ako tako odluči, Rusija može ciljano zaustaviti nastojanje bilo kojeg drugog konkurenta da se proširi na europsko tržište, jer je u mogućnosti spustiti cijene svoga plina toliko nisko da je kupovina od konkurencije jednostavno ekonomski neisplativa.

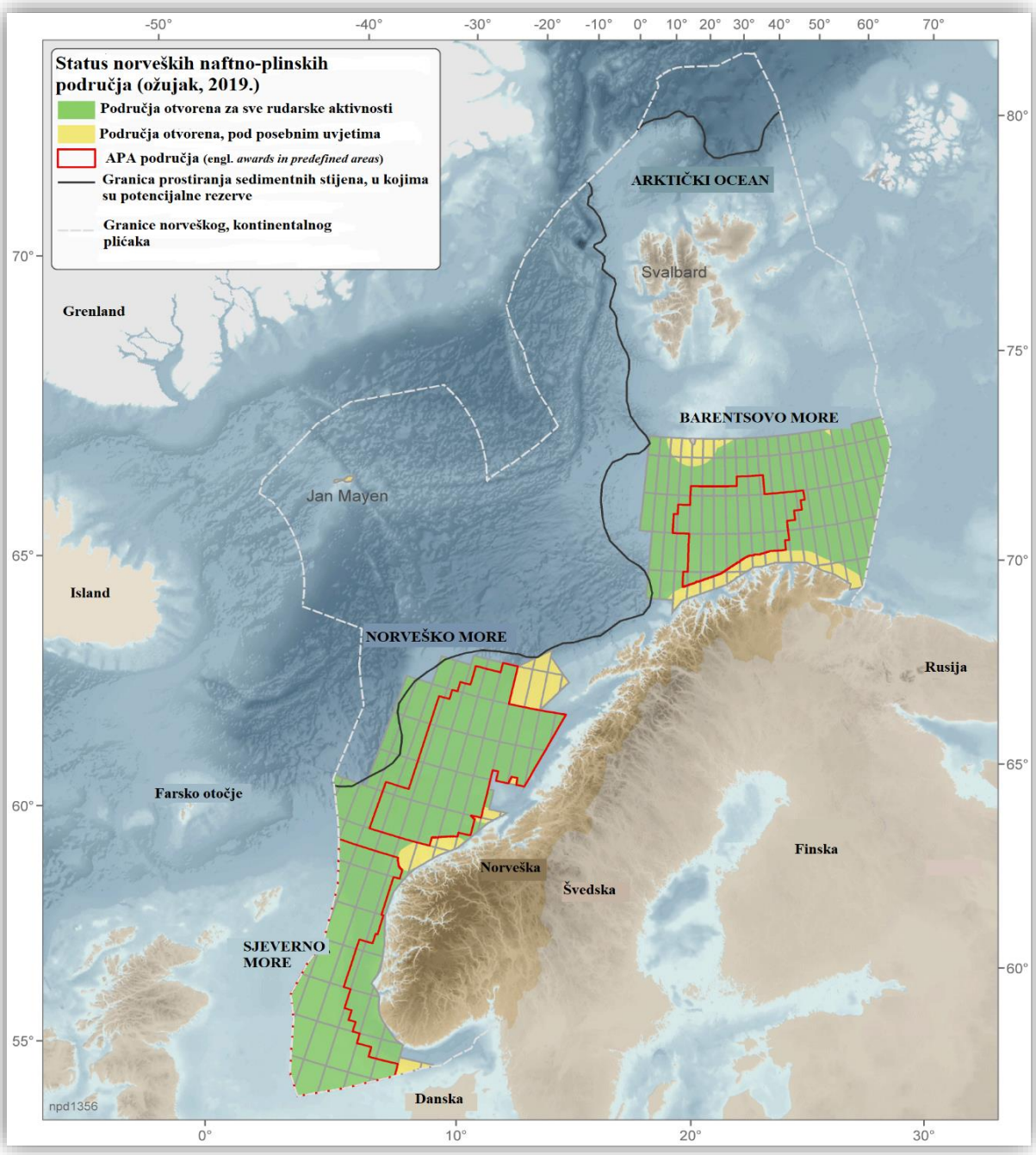
Nedavnim početkom rada terminala Yamal, razvojem projekta Sjeverni tok 2, kao dijelom i projekata Turski i Južni tok, očigledno je nastojanje Rusije da ostane glavni i najveći opskrbljivač Europske unije prirodnim plinom. Oba dosadašnja prekida opskrbe iz Rusije dogodila su se kao posljedica prepirki između Rusije i Ukrajine, te ne bi trebala biti tumačena kao pokazatelj loših rusko-europskih odnosa. Ako se po strani ostave i određene političke nesuglasice, te se sagleda samo tržište i ekonomski aspekt, nameće se zaključak kako je Rusija pouzdan partner EU u opskrbi prirodnim plinom i to može ostati u budućnosti.

3.2.2. Uvoz prirodnog plina iz Norveške

Norveška je drugi najveći opskrbljivač EU prirodnim plinom. Ima potencijala snabdijevati EU još barem 40-ak godina, dok neka predviđanja tvrde kako je rezervi dovoljno i za do kraja ovoga stoljeća. Procijenjene rezerve u 2018. su iznosile $1{,}78 \times 10^{12}$ m^3 [18]. Prednost Norveške je i u tome što je u dobrim odnosima s Rusijom – mirno koegzistiraju u duopolu koji imaju nad europskom opskrbom prirodnim plinom.

Treba istaknuti kako na nacionalnoj razini Norveška skoro uopće ne troši prirodni plin. Električna energija čini većinu od ukupno potrošene energije u Norveškoj, a čak 93,5% električne energije je generirano u hidroelektranama. Statistika iz 2017. bilježi kako je Norveška izvezla 95,65% prirodnog plina kojeg je proizvela [24].

U ljeto 2011. godine ustanovljena je granica između Norveške i Rusije na Barentsovom moru i Arktiku. Taj događaj označio je početak istraživanja u tim prostorima, što je do tada bilo teško ostvarivo. Norveška ulaže puno nade u to zasad još neistraženo područje. Ono čini jedno od tri područja, unutar norveškog teritorija, u kojima postoje potencijalne rezerve plina. Druga dva su Norveško more i Sjeverno more. Potonje je ono iz kojega je dolazila i dolazi velika većina norveškog plina, dok je Norveško more još djelomice neistraženo. Na Slici 3-4. prikazana su spomenuta naftno-plinska područja Norveške.



Slika 3 - 4. Naftno-plinska područja Norveške (https://www.norskpetroleum.no/en/)

Uzevši sve u obzir, čini se kako je Norveška vrlo pouzdana kao dugoročni opskrbljivač EU prirodnim plinom. Međutim, stručnjaci se ne slažu u potpunosti. Naime, s norveške strane raste zabrinutost oko budućnosti prirodnog plina kao energenta u EU. Nekoliko je

ograničavajućih čimbenika vezanih uz proizvodnju prirodnog plina u Norveškoj. Prvi je trošak rada. Norveška se već godinama nalazi u 15 vodećih država svijeta po BDP-u po stanovniku. Posljedično je trošak rada inženjera i ostalih zaposlenika na naftno-plinskim poljima izrazito visok, pogotovo zato što su klimatski uvjeti na norveškim platformama teški (što dodatno podiže cijenu rada). Drugi čimbenik su porezi, jer Norveška je jedna od država s najvišim porezima na svijetu. Konačno, dobivanje dozvole za postavljanje i rad platforme u Norveškoj je zahtjevno, primarno zbog velike brige o ekologiji.

S obzirom na sve to, Norveškoj trebaju garancije. Kako bi plin nastavio pristizati potrebna su stalna ulaganja u istraživanje i infrastrukturu s norveške strane. Međutim, norveške tvrtke će se teško odlučiti na veća ulaganja ako interes za prirodnim plinom u Europskoj uniji pada ili ako su cijene plina niske. Zaključno, Norveška jest potencijalni dugoročni opskrbljivač EU prirodnim plinom, ali samo ukoliko postoji izvjesna potražnja za istim s europske strane.

3.2.3. Uvoz prirodnog plina iz sjeverne Afrike

Pod "sjevernu Afriku" spadaju Alžir, Libija, Egipat, Maroko, Mauritanija i Tunis. Od navedenih, Tunis je mali proizvođač prirodnog plina, koji proizvodi uglavnom za vlastite potrebe. Potencijalno će, jednako kao i Maroko, uskoro prijeći u uvoznika prirodnog plina. Terminal za uplinjavanje je trenutno u planu izgradnje u Maroku.

Mauritanija je tek na začetcima eksploatacije nafte i prirodnog plina. Tvrtka Kosmos Energy, u suradnji s British Petroleum-om (skraćeno: BP), počela je 2014. istražne radove u teritorijalnom moru Mauritanije i Senegala. Otkriveno polje Tortue/Ahmeyim ima velikog potencijala, sa zasad procijenjenim rezervama od oko 425 milijardi m^3 prirodnog plina i radnim vijekom od 30 godina. Planirano je proizvedeni plin ukapljivati, te ga transportirati bilo gdje na svijetu – ali primarno odredište će vjerojatno biti Europa.

Zbog Arapskog proljeća i stanja koje je posljedično zavladalo, naftno-plinska industrija Libije je u svojevrsnom zastoju. Strane naftne tvrtke su se još nakon početka građanskog rata 2011. povukle iz države. Libijska naftno-plinska tvrtka National Oil Corporation jedina je takva tvrtka koja trenutno posluje u Libiji. Unatoč tomu što izvoz nafte i plina i dalje postoji, direktor Mustafa Sanallah izjavio je 13. travnja 2019. kako učestali sukobi znatno otežavaju proizvodnju

i izvoz, te je dodao kako se boji da bi nastavak sukoba mogao dovesti proizvodnju do potpunog zastoja. Libija posjeduje najveće rezerve nafte u Africi (oko 30% od ukupnih rezervi kontinenta), dok su zalihe prirodnog plina procijenjene na oko $1{,}4 \times 10^{12}$ m³.

Egipat se trenutno oporavlja od krize. Nakon Arapskog proljeća i odlaska bivšeg predsjednika Mubaraka s vlasti rane 2011., Egiptom su zavladali brojni sukobi i krize. Oni su se nastavili sve do dolaska sadašnjeg predsjednika Abdel Fattah el-Sisija na vlast u ljeto 2014. Od početka njegove vlasti dogodila se još nekolicina sukoba, no stanje u državi se smiruje. Unatoč procijenjenim rezervama prirodnog plina od oko $1{,}78 \times 10^{12}$ m³, Egipat je trenutno uvoznik prirodnog plina. Tako je zato što su bilo kakvi istraživački radovi bili zaustavljeni, a strane naftne tvrtke napustile su državu. Međutim one su se počele vraćati i radovi se nastavljaju. Talijanski Eni objavio je kako razvitak polja Zohr teče jako dobro, te procijenio rezerve plina tog polja na 850 milijardi m³. Nastavlja se i razvitak polja Nooros. BP razvija polje West Nile Delta, kao i polje Atoll. Egipat posjeduje i dva postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina koja su nakon početka nemira prestala s radom. Predviđeni ponovni početak rada tih postrojenja je najkasnije do 2021. godine. Pregovara se i s Ciprom, oko izgradnje plinovoda od cipranskog polja Afrodita do Egipta. Cipar skoro pa i nema vlastitu potrošnju prirodnog plina, pa će sav plin s polja Afrodita biti namijenjen izvozu. Spajanje s Egiptom bi stoga bilo korisno za obje strane – Cipar bi imao fiksno odredište za svoj plin, dok bi Egipat mogao nadomjestiti nedostatke u vlastitoj potražnji i ponovno pokrenuti svoje terminale za ukapljivanje.

Alžir je po statistici iz 2018. država s 11. najvećim rezervama prirodnog plina na svijetu. One iznose oko $4{,}5 \times 10^{12}$ m³ – jedina država Afrike koja posjeduje veće rezerve prirodnog plina je Nigerija. Za vlastite potrebe je Alžir u 2018. potrošio 42,7 milijarde m³ prirodnog plina, dok je ukupna proizvodnja prirodnog plina iznosila 92,3 milijarde m³. Alžir je u procesu povećanja proizvodnje prirodnog plina (20% više proizvedenog plina u 2018. u odnosu na prethodnu godinu), dok je izvoz blago pao. Najveći uvoznici alžirskog plina su Španjolska i Italija, koje su s Alžirom spojene plinovodima. Alžir posjeduje i tri postrojenja za ukapljivanje – GL1Z i GL2Z u Bethiouai, te GL1K u Skkidai. Trenutno se radi na razvitku nekolicine plinskih polja: polje Timimoun (suradnja s Total-om); polje MLE-CAFC (suradnja s Eni-jem); polja Ain Tsila i Touat (suradnja s Engie-jem). Smatra se kako je Alžir jedna od država s

najvećim potencijalnim rezervama prirodnog plina na svijetu, s obzirom na to kako je otprilike dvije trećine ukupnog teritorija još neistraženo.

Sjeverna Afrika, na čelu s Alžirom, ima uvjete biti opskrbljivač Europske unije prirodnim plinom još desetljećima. Razvitkom alžirskih, mauritanskih i egipatskih polja na tržištu će biti dostupne pozamašne količine afričkog plina. Zbog geografske blizine ciljano odredište tog plina uvijek će primarno biti Europa. Kada se stanje u Libiji smiri mogu se očekivati i dodatne količine plina na tržištu.

3.2.4. Uvoz ukapljenog prirodnog plina

Europska unija ima jedinstvenu ulogu na globalnom UPP tržištu. Europsko tržište plina još nije u potpunosti deregulirano, te je stoga manje fleksibilno (po pitanju cijena) od ostalih svjetskih tržišta. Razlog je pretežito ruski plin, koji već tradicionalno igra ulogu "cjenovnog sidra" u EU. Stoga kada je ponuda UPP-a na tržištu velika, odnosno kada postoji višak plina u opticaju, izvoznici plasiraju te viškove u Europu. Analogno tomu, kada se dogodi bilo kakva nestašica, sav UPP koji je namijenjen za Europu se preusmjerava na druga tržišta. To čini Europu svojevrsnim "odlagalištem" za UPP.

U EU u trenutku pisanja ovoga rada postoje 22 terminala za uplinjavanje. Lokacije tih terminala prikazane su na Slici 3-5.

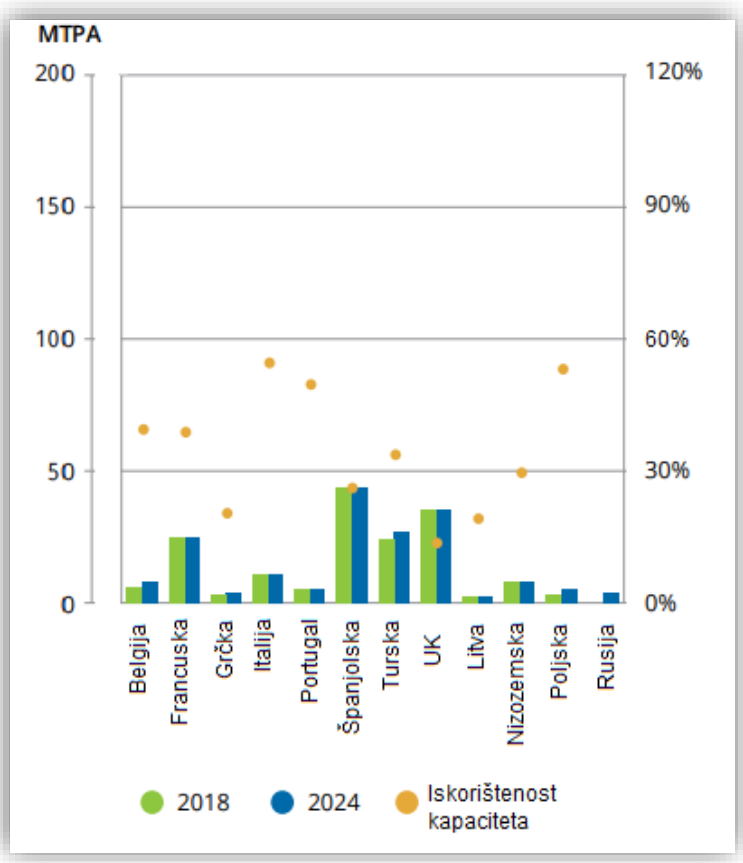


Slika 3 - 5. Lokacije terminala za uplinjavanje u EU (https://transparency.entsog.eu/)

Ukupni kapacitet uplinjavanja svih terminala na Slici 3-5. je oko 222 milijarde m³ godišnje, dok je ukupni skladišni prostor za UPP na svim terminalima 9,68 milijuna m³ [22]. Za EU je UPP bitan kao plin za balans između potražnje, domaće proizvodnje i uvoza plinovodima.

U početku je trgovina UPP-om bila promatrana poput trgovine plinovodima – prevladavali su dugoročni ugovori koji su nudili vrlo malo fleksibilnosti. Prvu promjenu u takvoj praksi učinio je Royal Dutch Shell, koji je u ugovore uveo *optionality/re-routing* klauzule. One omogućavaju kupcu UPP-a da kupljene pošiljke preusmjeri na odredište drukčije od onoga navedenog u ugovoru. Druga promjena, koja nije još u potpunosti preuzela tržište, je uvođenje spot-indeksacije. Od 2013., više od 50% ukupno protrgovanog UPP-a u EU je bilo spot-indeksirano.

U 2017. godini UPP je činio svega 13,15% od ukupno uvezenog prirodnog plina u EU. Projekcije za budućnost ne predviđaju kako će se stanje značajno mijenjati. Naprotiv, gospodarskim razvojem Latinske Amerike i Afrike, pretpostavlja se kako će one postati nova odredišta za UPP. Azija će ipak vjerojatno ostati najveći uvoznik UPP-a. Takve projekcije stvaraju nesigurnost glede potrebe za izgradnjom novih kapaciteta za uplinjavanje u EU. Na Slici 3-6. prikazana je iskorištenost kapaciteta za uplinjavanje u 2018. godini.



Slika 3 - 6. Postojeći i planirani kapaciteti za uplinjavanje na europskim terminalima, kao i iskorištenost tih kapaciteta u 2018. (IGU, 2019)

Kao što je vidljivo sa Slike 3-6., svi europski terminali u 2018. su operirali na manje od 60% iskorištenosti svojih kapaciteta za uplinjavanje. Nekolicina terminala je čak operirala na manje od 30% iskorištenosti.

Razvoj američkog izvoza UPP-a dogodio se u vrijeme kada je u Japanu, kao najvećem uvozniku UPP-a na svijetu, pala potražnja. Posljedično se dio plina preusmjerio u Europu. S druge strane, ogromne količine plina iz plinovoda, koje se u zadnje vrijeme dolaze u Europu, ukazuju na to kako duopol Rusija-Norveška ne želi američki UPP na europskom tržištu. Velikim količinama plina i niskim cijenama, te uz pad potražnje koji se ionako događa u EU, one zaustavljaju ili usporavaju bilo kakve projekte vezane uz UPP. Ako tako odluči Rusija može ući u cjenovni rat sa SAD-om.

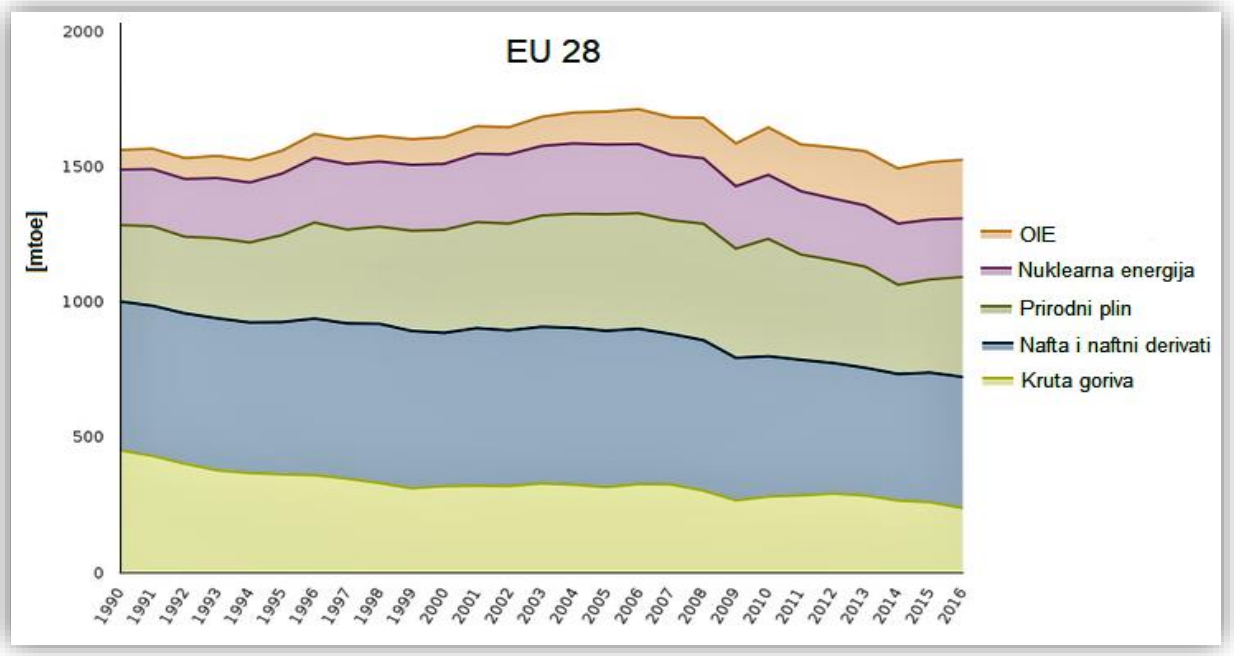
Budućnost UPP-a u Europskoj uniji je nepredvidiva, a ovisit će prije svega o potražnji za prirodnim plinom. Mišljenje stručnjaka je kako će UPP opstati u državama koje već imaju terminale, u kojima su razvijena tržišta plina, fiskalne prilike i legislativa, te u kojima već postoji stručna, radna snaga upoznata s radom na terminalima. Uvoz u takve države će se nastaviti, jedino je upitno u kojim količinama. Države koje ne ispunjavaju navedene uvjete, kao i svi budući projekti vezani uz uplinjavanje UPP-a, su pod velikim upitnikom u ekonomskom smislu. Za očekivati je kako će u tim državama, odnosno na tim lokalnim tržištima, infrastruktura UPP-a i trgovina UPP-om biti promatrane prvenstveno u kontekstu sigurnosti opskrbe.

3.3. TRENUTNI STATUS PRIRODNOG PLINA U EUROPSKOJ UNIJI

Tablicom 3-1. prikazana je potrošnja energije prema izvoru u Europi 2018. godine, dok je na Slici 3-7. prikazan energetski miks Europske unije u prošlosti. Vidljivo je kako je plin (otprilike od početka 21. stoljeća) drugo najzastupljenije gorivo u Europi, te čini otprilike četvrtinu od ukupno potrošene primarne energije.

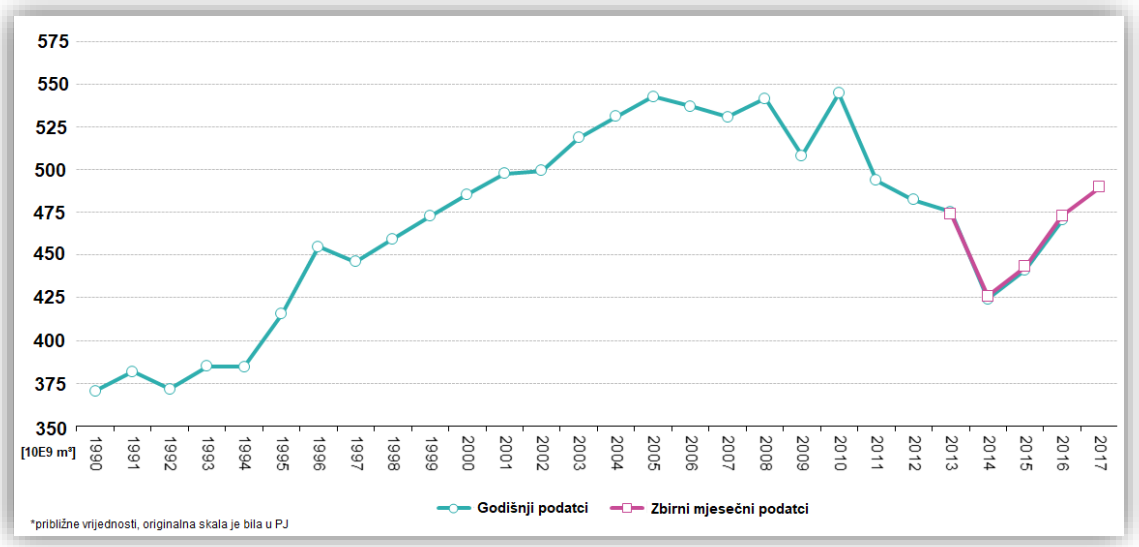
Tablica 3 - 1. Potrošnja primarne energije po izvoru u Europi 2017. i 2018. godine (BP, 2019)

2017							2018						
Nafta	Prirodni plin	Ugljen	Nuklearna energija	Hidro - energija	Obnovljivi izvori	**Ukupno**	Nafta	Prirodni plin	Ugljen	Nuklearna energija	Hidro - energija	Obnovljivi izvori	**Ukupno**
746,2	481,9	315,5	211,8	132,3	162,3	2050	742	472	307,1	212,1	145,3	172,2	2050,7
[mtoe]													



Slika 3 - 7. Energetski miks Europske unije u razdoblju od 1990. do 2016. (https://www.eea.europa.eu)

Na Slici 3-8. prikazan je trend kretanja potrošnje prirodnog plina u EU kroz godine prema Eurostat-ovim podatcima. Unatoč tomu što pojedinci ili neki izvori tvrde kako EU doživljava pad potrošnje prirodnog plina, statistički podatci pokazuju stalni rast od 2014. godine (iako i dalje nije premašena razina potrošnje iz 2010.).



Slika 3 - 8. Trend kretanja potrošnje prirodnog plina u EU (https://ec.europa.eu/eurostat/)

3.3.1. "Rivalstvo" prirodnog plina i ugljena

Otkad postoje mjerenja, potrošnja prirodnog plina u Europi bila je najveća 2010. godine. Nakon te godine potrošnja naglo pada. Dva su razloga tome: ekonomska kriza i sve veća upotreba ugljena. U ovome radu neće biti osvrta na ekonomsku krizu, već samo na povećanje upotrebe ugljena.

Snažan razvoj američke proizvodnje iz nekonvencionalnih ležišta (engl. *shale gas*) je velikim dijelom usmjerio američki energetski sektor na prirodni plin. Posljedično su nacionalne rudarske tvrtke (koje se bave proizvodnjom ugljena) ostajale bez posla u domovini i bile ga prisiljene tražiti drugdje. Istovremeno su pronađeni veliki kapaciteti ugljena u Indoneziji i Australiji, koji su samostalno pokrili svu potražnju na azijskom tržištu. Također se usporedno dogodio općeniti

pad potražnje za ugljenom u Aziji. Sve to rezultiralo je ogromnim padom cijene ugljena na tržištu. S obzirom na činjenicu kako je europsko zakonodavstvo bilo donekle nedorečeno oko uporabe ugljena, nekolicina država članica (UK, Španjolska, Njemačka, Nizozemska) je počela koristiti sve više ugljena, najčešće nauštrb prirodnog plina. To se radilo bez obzira na činjenicu kako ugljen znatno više onečišćuje od prirodnog plina – što je glavni razlog zašto, primjerice, njemački program za razvoj čiste energije "*Energiewende*" zasad ima skoro pa nikakav utjecaj na količinu emisija (količina emisija je ostala skoro pa ista kao i prije početka programa).

Treba stoga poticati veću upotrebu prirodnog plina umjesto ugljena. Sustav za trgovinu emisijama (engl. *Emission Trading System; ETS*) može pridonjeti tomu. Ideja ETS-a je podići cijenu tehnologije koja emitira puno stakleničkih plinova, jer je takva tehnologija sama po sebi znatno jeftinija od one koja je ekološki "osviještenija". To se radi monetiziranjem samih emisija stakleničkih plinova – jedna tona CO_2 unutar ETS-a ima određenu cijenu, što se naziva EUA (engl. *European emission allowance*). Postoji ograničen broj EUA unutar Europske unije, pa ako neka tvornica ili neko postrojenje želi emitirati više od količine na koju ima pravo, morat će kupiti EUA od nekog drugog tko ga prodaje na ETS-u.

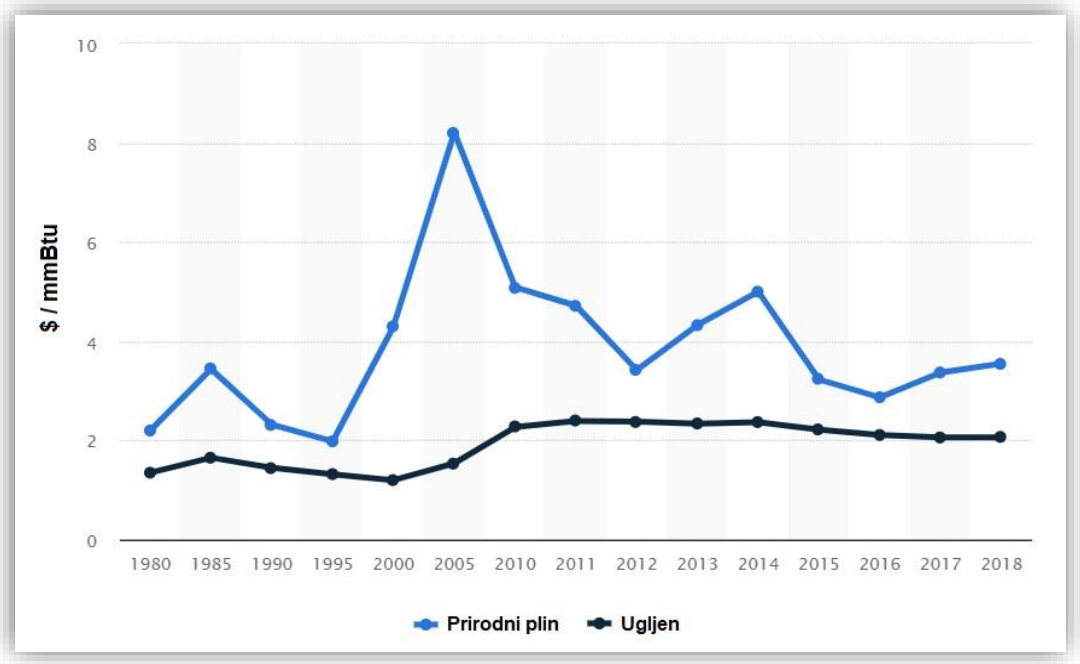
Zbog industrijske recesije koja se dogodila ranih 2010-ih, broj EUA na tržištu je naglo rastao. To je dovelo do značajnog pada cijena EUA, što je samo potaknulo preostalu industriju da koristi najjeftiniju (i time najviše zagađujuću) tehnologiju, poput elektrana na ugljen – jer se po vrlo niskoj cijeni moglo kupovati EUA. Stoga je u veljači 2018. Europsko vijeće odobrilo reformu ETS-a. Ona će vrijediti u periodu od 2020. do 2030. godine.

Nadalje, široj primjeni prirodnog plina umjesto ugljena svakako mogu pridonijeti i rješenja EU Direktive 2010/75 o industrijskim emisijama (engl. *Industrial Emissions Directive; IED*). Njome se državama članicama propisuje kako moraju kontrolirati i smanjivati utjecaj industrijskih emisija na okoliš. Direktiva se bazira na načelu "zagađivač plaća", čime potiče kupovinu i implementaciju ekološki prihvatljivije tehnologije u industrijskim postrojenjima.

Međutim, IED omogućuje (u slučajevima kada je nabava ekološki prihvatljive opreme skupa i za određenu tvrtku može predstavljati ekonomsku opasnost) izuzeće od primjene njezinih odredbi. Tvrtke koje se pozivaju na propisana izuzeća moraju dokazati opravdanost svog zahtjeva za izuzećem. Za njih će se onda provoditi račun dobiti i gubitka, kako bi se ustanovilo hoće li izuzeće biti odobreno ili ne. S jedne strane, nedostatak IED-a je postojanje izuzeća koja

daju mogućnosti za izbjegavanje njezine primjene, a time usporavaju ostvarenje njezinog cilja. Kao primjer može se navesti Bugarska, koja je zatražila izuzeće za sve svoje elektrane na ugljen. S druge strane, treba prihvatiti činjenicu kako bi bilo nemoguće potpuno ukinuti izuzeća jer bi znatan broj elektrana bio prisiljen prestati s radom, što bi rezultiralo neravnotežom cijelog europskog energetskog sustava. U svakom slučaju, potrebno je još raditi na boljoj i ujednačenijoj implementaciji Direktive u nacionalnim zakonodavstvima.

U konačnici, mišljenje brojnih stručnjaka je kako korištenje prirodnog plina umjesto ugljena ponajviše ovisi (i ovisit će) o cijeni samih energenata. Kada bi cijena prirodnog plina pala, ili se donekle izjednačila s cijenom ugljena, stručnjaci smatraju kako bi se odmah počela događati tranzicija na prirodni plin. Na Slici 3-9. prikazana je usporedba prosječnih cijena prirodnog plina i ugljena. Iako se razlika u cijeni smanjuje, ona i dalje postoji i predstavlja najveću prepreku široj upotrebi plina u EU.



Slika 3 - 9. Usporedba cijena prirodnog plina i ugljena kroz godine (www.statista.com)

3.3.2. Prirodni plin unutar EU zakonodavstva

EU je jedan od glavnih aktera politke zaštite okoliša na globalnoj razini. U skladu s time uspostavljen je opsežan pravni sustav zaštite okoliša – brojne uredbe, direktive i drugi pravni akti tiču se zaštite i očuvanja okoliša. Njima se posebice potiče korištenje i razvoj tehnologije povezane uz obnovljive izvore energije i alternativna goriva. Međutim, postavlja se pitanje jesu li razlozi za podržavanje i razvitak čiste energije u EU isključivo posljedica ekološke osvještenosti, ili pak treba uzeti u obzir činjenicu kako EU nema značajnije rezerve fosilnih goriva (osim možda ugljena).

Iz razloga navedenih u ranije u radu, kratkoročno će ipak biti potreban energent koji će "iz sjene" činiti da sustav, koji se sve više oslanja na energiju iz obnovljivih izvora, zapravo radi. Drugim riječima, prirodni plin je energent pomoću kojega se lakše postižu ili bi se postigli neki od ekoloških ciljeva koji su istaknuti u zakonodavstvu EU. Međutim, brojni EU političari i zakonodavci nepravedno isključuju prirodni plin kao energent, i predstavljaju ga kao "neprijatelja" OIE. To je paradoksalno, jer prirodni plin nije izravna konkurencija OIE, već bi oni trebali koegzistirati. Unatoč tomu, OIE su u okviru europskog zakonodavstva favorizirani, dok je prirodni plin mahom ostavljen po strani.

U studenom 2016. Europska komisija je objavila prijedlog novoga paketa mjera i propisa pod nazivom "Čista energija za sve Europljane". Svrha tog paketa je kvalitetnije sažeti aktualne europske planove za energetiku u budućnosti, kao i planove vezane uz zaštitu okoliša. Nakon Pariškog sporazuma, razvilo se mišljenje kako tadašnja europska legislativa nije u skladu s aktualnim ciljevima. Stoga je osmišljen ovaj paket mjera i propisa, kako bi se adekvatno ažuriralo zakonodavstvo.

Tijekom 2018. i rane 2019., Europski parlament je prema prijedlogu Komisije iz 2016. donosio propise iz "Čista energija za sve Europljane" paketa. Paket je konačno u cijelosti donesen krajem svibnja. Od lipnja 2019., države članice imaju najviše dvije godine za implementaciju propisa iz tog paketa mjera u svoje nacionalno zakonodavstvo. Unutar njega nema direktnog spomena prirodnog plina, no najzanimljiviji je cilj o učešću energije iz obnovljivih izvora u ukupno potrošenoj energiji – 32% do 2030 (u 2018. je učešće OIE bilo oko 17%). Drugim riječima, EU će se sve više oslanjati na energiju iz obnovljivih izvora, a to znači kako će po strani morati biti

i energent koji može nadomjestiti sve nedostatke OIE. Na Slici 3-10. prikazani su propisi iz paketa “Čista energija za sve Europljane”.



	Europska komisija Prijedlog	Status pregovora	Europski parlament Implementacija	Europsko vijeće Implementacija	Službeni naziv publikacije
Energetska učinkovitost zgrada	30/11/2016	Politički konsenzus	17/04/2018	14/05/2018	Direktiva (EU) 2018/844
Energija iz obnovljivih izvora			13/11/2018	04/12/2018	Direktiva (EU) 2018/2001
Energetska učinkovitost			13/11/2018	04/12/2018	Direktiva (EU) 2018/2002
Vođenje Energetske unije			13/11/2018	04/12/2018	Uredba (EU) 2018/1999
Unutrašnje tržište el. energije			26/03/2019	22/05/2019	Uredba (EU) 2019/943
Zajednička pravila unutrašnjeg tržišta el. energije			26/03/2019	22/05/2019	Direktiva (EU) 2019/944
Pripravnost na rizike u sektoru el. energije			26/03/2019	22/05/2019	Uredba (EU) 2019/941
Agencija za suradnju energetskih regulatora (ACER)			26/03/2019	22/05/2019	Uredba (EU) 2019/942

Slika 3 - 10. Propisi iz paketa "Čista energija za sve Europljane" (https://ec.europa.eu/energy/en)

Unatoč činjenici kako će neki konvencionalni energent biti nužan kako bi olakšao tranziciju do niskougljičnog društva, o tome nema puno riječi unutar ovog paketa propisa. Očekuje se ipak

kako bi u 2019. i 2020., početkom rada nove Europske komisije, fokus trebao biti djelomično preusmjeren na prirodni plin i popratne propise.

3.4. BUDUĆNOST PRIRODNOG PLINA U EU

Upotrebu prirodnog plina u budućnosti, kao uostalom i bilo kojeg drugog energenta, teško je i nezahvalno predviđati. Radi se o izrazito kompleksnim pitanjima, te je za iznošenje bilo kakvih valjanih pretpostavki potrebno imati iskustvo i široko znanje ne samo o energetici, već i o ekonomiji, politici, ekologiji, ali i društvenim znanostima poput psihologije ili sociologije, koje proučavaju nastanak trendova i ponašanje potrošača. Stoga u ovome radu neće biti iznesena pretpostavka o europskom energetskom miksu budućnosti. Umjesto toga, bit će iznesen osvrt na neke dokumente čiji cilj jest sugerirati ili dati smjernice za razvoj energetike u određenom pravcu.

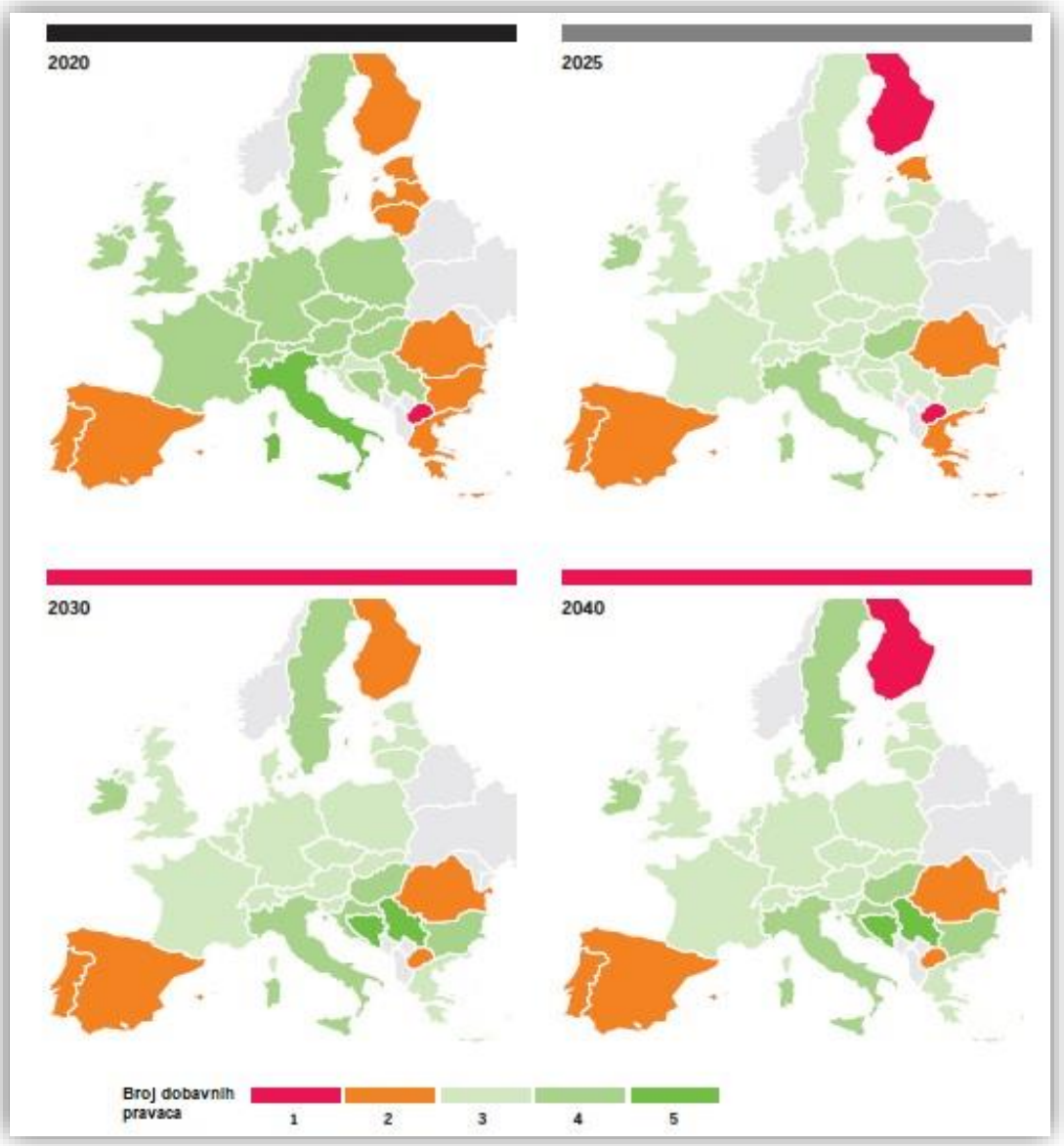
Krajem studenoga 2018. Europska komisija je objavila dokument pod nazivom "Čist planet za sve - europska strateška dugoročna vizija za prosperitetno, moderno, konkurentno i klimatski neutralno gospodarstvo". Njime je sažeta europska strategija za postizanje nulte stope emisija do 2050. godine. Treba istaknuti kako dokument nije obvezujuće prirode - pretpostavke budućnosti donesene u njemu su samo željeni ishodi. Čitanjem dokumenta može se jasno uvidjeti snažno europsko nastojanje za sprječavanjem daljnjeg onečišćenja okoliša i klime, te zaustavljanjem globalnog zatopljenja. Očit je naglasak na širenju implementacije OIE u sektoru proizvodnje električne energije, i alternativnih goriva u sektoru prometa. Također se učestalo spominju povećanje energetske učinkovitosti i nužnost uspostavljanja kružnog gospodarstva. Sve to su ciljevi vrijedni divljenja i posebne pozornosti.

Međutim, skoro pa i nema spomena prirodnog plina (ili bilo kojeg drugog, konvencionalnog energenta) koji bi pospješio tranziciju do niskougljičnog društva. Prirodni plin se kratko spominje jedino u kontekstu sektora prometa, kao poželjno gorivo kod kamiona i brodova. U tom pogledu će prirodni plin u EU vjerojatno igrati prominentnu ulogu u budućnosti. Uporaba prirodnog plina u sektoru proizvodnje električne energije nije spomenuta. Takva utopijska vizija, bez realističnog osvrta na uvjete njena ostvarenja, sugerira na primarno politički karakter dokumenta. Nije moguće već do 2050. u potpunosti prijeći na OIE odnosno alternativna goriva.

U praksi, iako će se učešće OIE odnosno alternativnih goriva zasigurno znatno povećati, većina sektora proizvodnje električne energije i prometa će vjerojatno ostati dominirana (>50%) konvencionalnim energentima. Stoga oni zaslužuju barem kratki osvrt u ovakvim dokumentima – a posebice prirodni plin, kao ekološki najpoželjniji među njima.

Dokument kojim se nešto realnije može sagledati budućnost prirodnog plina u EU, ili barem njegove infrastrukture, jest "Desetogodišnji plan razvoja – 2018", koji svake druge godine objavljuje Europsko udruženje operatora transportnih sustava za plin (ENTSO-G). Unutar njega se prepoznaje važnost prirodnog plina u budućnosti, ali i važnost bioplina i vodika – za koje se pretpostavlja kako će im učešće u energetskom miksu rasti, i kako će oni sve više koristiti postojeću plinsku infrastrukturu. Analizama je zaključeno kako je postojeća europska transportna infrastruktura u većini država dobro razvijena, a novi veći projekti su zasad malo vjerojatni. Izuzetak su dijelovi jugoistočne Europe, u kojima još ima prostora za napredak – no nekolicinom planiranih projekata, neki od kojih su već u provedbi, će se i taj problem otkloniti u bližoj budućnosti.

Na Slici 3-11. prikazan je pretpostavljeni broj dobavnih pravaca svih država Europe u budućnosti. Smanjenje broja dobavnih pravaca u nekim državama pripisuje se djelomično smanjenoj potrebi za prirodnim plinom (nauštrb OIE). Unatoč tomu vidljivo je kako većina država ima barem tri dobavna pravca, što je zadovoljavajuće sa stanovišta sigurnosti opskrbe i čini prirodni plin sigurnim energentom u tom kontekstu.



Slika 3 - 11. Broj dobavnih pravaca prirodnog plina u svakoj od država Europe (ENTSO-G, 2018)

4. PRIRODNI PLIN KAO GORIVO U REPUBLICI HRVATSKOJ

4.1. TRENUTNI STATUS PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

4.1.1. Rezerve, proizvodnja i potrošnja prirodnog plina

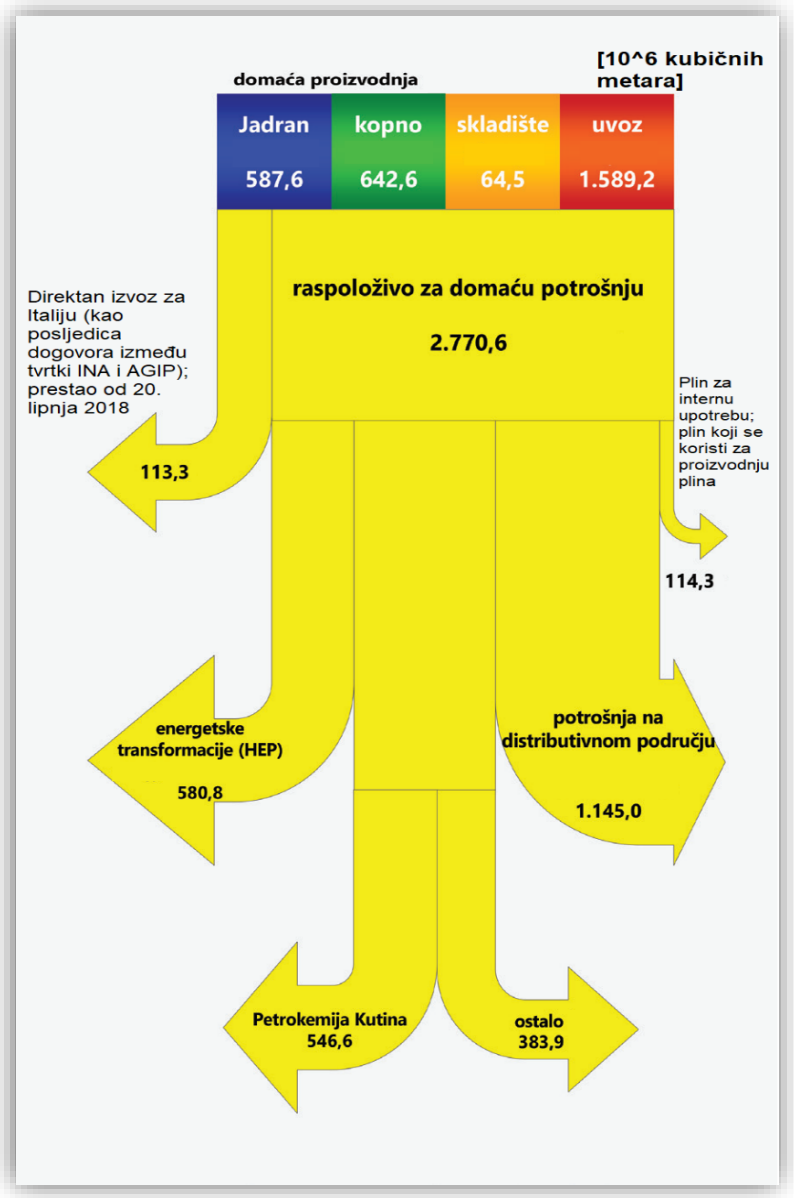
U 2017. godini rezerve prirodnog plina u Republici Hrvatskoj su bile procijenjene na oko 10,3 milijardi m^3 [11]. Te godine se prirodni plin proizvodio iz osamnaest eksploatacijskih polja u području Panona, te još tri eksploatacijska područja na Jadranskom moru. Tablicom 4-1. prikazane su rezerve i proizvodnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj.

Tablica 4 - 1. Kretanje rezervi i proizvodnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj kroz godine (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike & EIHP, 2018)

Prirodni plin	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rezerve	34,5	31,6	24	24,2	21,4	17,9	14,9	13,2	10,3
Proizvodnja	2,7	2,7	2,5	2	1,9	1,7	1,8	1,6	1,5
10^9 m^3									

Iz Tablice 4-1. vidljiv je trend opadanja rezervi. U samo osam godina, količina rezervi se više nego trostruko smanjila. Proizvodnja se u istom razdoblju dvostruko smanjila, dijelom kako bi se amortizirao značajan pad rezervi, a dijelom i zbog činjenice kako je većina eksploatacijskih polja stara i većinom iscrpljena. Kako bi se stanje poboljšalo potrebno je stalno provoditi zanavljanje rezervi, odnosno ulagati u sektor istraživanja sve dok postoje potencijalne rezerve. U kolovozu 2019. je Vlada RH donijela odluku o izdavanju dozvola za istaživanje i eksploataciju ugljikovodika na šest istražnih prostora u kontinentalnoj Hrvatskoj. Kanadski Vermilion je dobio jedno novo istražno područje, a INA d.d. dva nova područja. Nove tvrtke koje su dobile dozvole su američki Aspect Holdings (jedno područje) i hrvatski Crodux (dva područja). Treba napomenuti kako od spomenutih jedino tvrtka INA d.d. trenutno ima dozvolu obavljati djelatnost proizvodnje prirodnog plina [21]. Činjenica kako je Vlada donijela odluku

o izdavanju spomenutih dozvola je hvalevrijedna, te ukazuje na to kako je Vlada svjesna nužnosti zanavljanja rezervi. Jer kada bi razina proizvodnje iz 2017. godine ostala ista (uz pretpostavku kako nije došlo do zanavljanja rezervi), Hrvatska bi ostala bez vlastitih rezervi prirodnog plina do 2024. Podatci za 2018., prikazani na Slici 4-1., ukazuju na to kako je proizvodnja u odnosu na 2017. ipak dodatno smanjena.



Slika 4 - 1. Bilanca prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u 2018. (HSUP, 2019)

Ukupna potrošnja prirodnog plina u 2017. godini u RH je iznosila 3 milijarde m^3. Od toga je uvezeno 1,8 milijardi, odnosno 60%. Tablicom 4-2. prikazani su ukupni uvoz i potrošnja kroz godine.

Tablica 4 - 2. Uvoz i ukupna potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike & EIHP, 2018)

Prirodni plin	2012	2013	2014	2015	2016	2017	'16. - '17.	'12. - '17.
	10^9 m^3						%	
Uvoz	1,4	1,3	1,1	1	1,3	1,8	+ 43,8	+ 6
Ukupna potrošnja	3	2,8	2,4	2,5	2,6	3	+ 15,2	+ 0,2

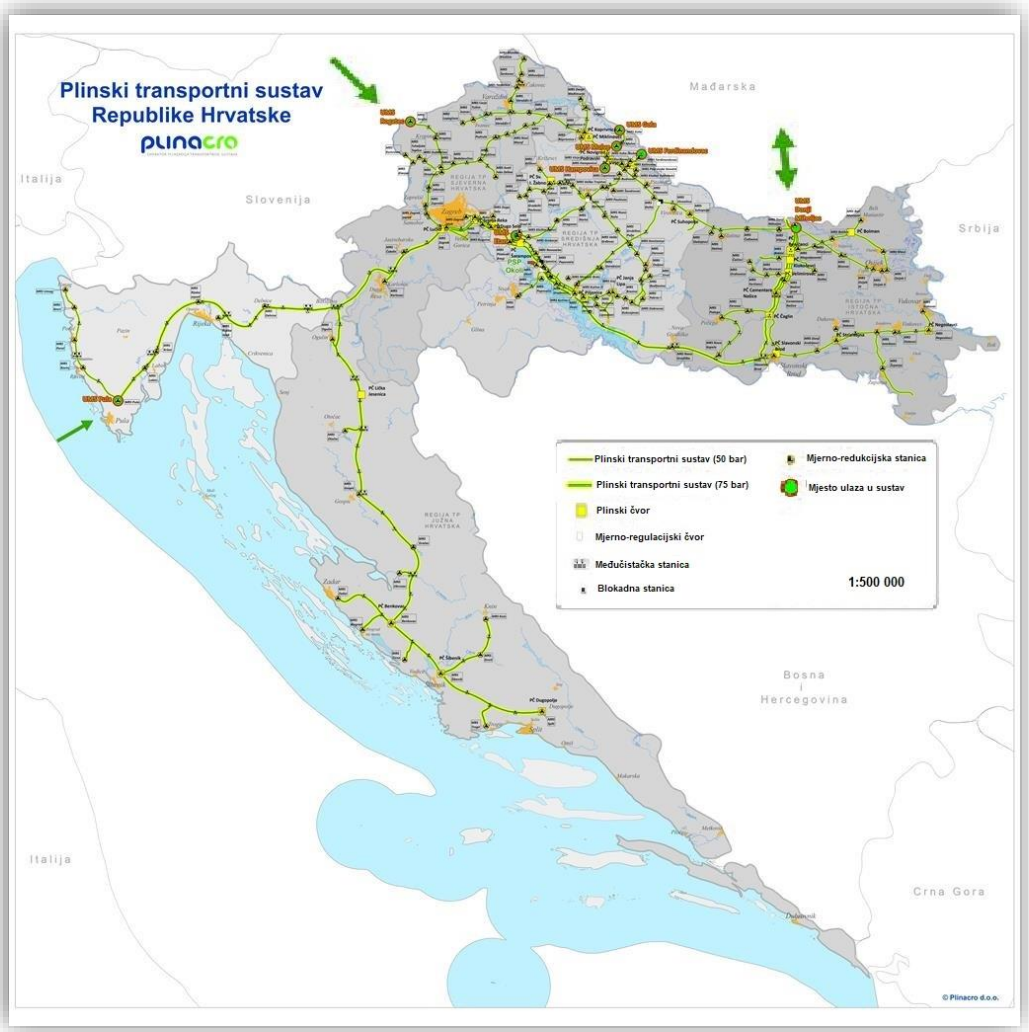
Iz Tablice 4-2. se vidi kako je uvoz prirodnog plina u 2017. znatno porastao, u odnosu na prethodnu godinu. Također, ukupna potrošnja prirodnog plina je od 2014. u stalnom porastu. U 2018. godini (Slika 4-1.) su uvoz i ukupna potrošnja smanjeni u odnosu na prethodnu godinu, no trend je ostao isti – RH više od polovice vlastitih potreba za prirodnim plinom pokriva iz uvoza. Unatoč nadi kako će tvrtke koje su dobile nove dozvole za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika pronaći rezerve koje su ekonomski pridobive, može se pretpostaviti kako će RH u budućnosti biti sve ovisnija o uvozu prirodnog plina.

4.1.2. Plinski sektor RH u sadašnjosti

Uz INA-u d.d. kao jedinog nacionalnog proizvođača prirodnog plina, plinski sektor RH sačinjen je još od nekolicine tvrtki. Plinacro d.o.o. jedina je tvrtka koja ima dozvolu za obavljanje djelatnosti transporta prirodnog plina u RH. Aktualnu dozvolu HERA je dodijelila Plinacro-u u studenom 2018., na trajanje od petnaest godina.

Tvrtka Plinacro nastala je 2001. kao dio INA Grupe, izdvajanjem dotadašnjeg sektora transporta plina u zasebnu tvrtku – operatora sustava. Godinu kasnije prelazi u stopostotno vlasništvo Republike Hrvatske. Danas djeluje kao neovisni operator plinskog transportnog sustava RH, čiji je i vlasnik. Od 2014. je Plinacro punopravni član Europskog udruženja operatora transportnih sustava za plin (ENTSO-G).

Plinski transportni sustav RH sastoji se od 2693 km plinovoda i preko 450 nadzemnih objekata (od čega 157 mjerno-redukcijskih stanica). S obzirom na sve veću okrenutost RH uvozu prirodnog plina, posebno su važne međunarodne interkonekcije sa Slovenijom (Rogatec) i Mađarskom (Drávaszerdahely). Na Slici 4-2. prikazan je postojeći transportni sustav prirodnog plina u Republici Hrvatskoj.



Slika 4 - 2. Postojeći plinski transportni sustav Republike Hrvatske (Plinacro, 2017)

Jedina tvrtka u RH koja ima pravo obavljati djelatnost skladištenja prirodnog plina je Podzemno skladište plina d.o.o. (skraćeno: PSP). Aktualna dozvola dodijeljena je PSP-u u siječnju 2019., na trajanje od sedam godina.

Samo skladište plina, koje se nalazi u iscrpljenim plinskim ležištima polja Okoli, pušteno je prvi puta u pogon 1988., kada je bilo u vlasništvu INA Grupe. 2001. godine napravljene su potrebne modifikacije, koje su omogućile maksimalni radni volumen koji skladište ima i danas – 553 milijuna m^3. U prosincu 2008. godine se skladište organizira u društvo PSP d.o.o., a samo mjesec

dana kasnije prelazi u stopostotno vlasništvo Plinacro-a. Danas PSP operira kao nacionalni operator skladišta plina.

Jedina tvrtka u RH koja ima pravo obavljati djelatnost upravljanja terminalom za UPP je LNG Hrvatska d.o.o. Aktualna dozvola za obavljanje te djelatnosti valjana je do veljače 2020.

Za lokaciju terminala za uplinjavanje UPP-a od početka je odabrana općina Omišalj na otoku Krku. Tvrtka LNG Hrvatska bila je zadužena za njegovu izgradnju. Međutim, odlukom o kupnji FSRU tipa postrojenja, broj potrebnih pripremnih radova na kopnu se znatno smanjio. FSRU je naručen 2018. od tvrtke Golar Power Ltd., a imat će kapacitet uplinjavanja 2 mtpa i kapacitet skladištenja 140 tisuća m^3. U Omišalj bi trebao stići u listopadu 2020., a za početak rada predviđen je 01. siječnja 2021.

Prema HERA-inom Registru dozvola za obavljanje energetskih djelatnosti, u RH postoji 35 tvrtki koje imaju pravo obavljati djelatnost distribucije prirodnog plina. Od njih se ističe Gradska plinara Zagreb (skraćeno: GPZ), kao najveća po kilometraži distributivne mreže.

Pokrivenost distributivnom mrežom je odlična u sjevernoj Hrvatskoj, gdje nije preostalo puno prostora za daljnje širenje. Bilo kakva daljnja širenja mreže ovisit će ponajviše o samom prirodnom plinu, odnosno o njegovoj cijeni na tržištu i njegovom statusu kao energentu budućnosti.

Prema HERA-inom Registru dozvola za obavljanje energetskih djelatnosti, u RH postoje 53 tvrtke koje imaju pravo obavljati djelatnost opskrbe prirodnim plinom. Od njih se ističe GPZ-Opskrba d.o.o., kao najveća po broju korisnika koje opskrbljuje plinom [21].

4.2. HRVATSKI ENERGETSKI ZAKONODAVNI I INSTITUCIONALNI OKVIR

Zakonodavni okvir hrvatske energetike čine međunarodni ugovori za područje energije koje je potvrdila RH. Isto tako treba istaknuti i međunarodne ugovore za područje zaštite okoliša i klime. Primjerice, Hrvatski sabor je 2017. potvrdio Pariški sporazum o klimatskim promjenama. To je opći, pravno obvezujući klimatski sporazum s ciljem smanjenja emisija stakleničkih plinova. RH s ostalim članicama EU-a i Islandom dijeli obvezu smanjenja emisija stakleničkih plinova za 20% u odnosu na razine iz 1990. godine, do 2020. Dosadašnja statistika

emisija ukazuje na to kako je RH već zadovoljila tu obvezu. To nažalost većinom nije postigla ikakvim izravnim akcijama na postojeće emitere stakleničkih plinova, već postupnim propadanjem nacionalnog industrijskog sektora.

Uz međunarodne ugovore, nacionalni zakonodavni energetski sustav čine i brojni pravni akti EU, koje RH kao država članica izravno primjenjuje ili implementira u svoje nacionalno zakonodavstvo. Uz to, RH je usvojila čitav niz nacionalnih energetskih zakona i podzakonskih akata.

Krovni nacionalni zakon o energetici je Zakon o energiji (NN, 68/18). Njime su uređena pitanja, odnosi i pravni instituti koji su od zajedničkog interesa za sve energetske djelatnosti. Pitanja vezana uz specifična područja energetskog sektora (poput regulacije električne energije, plina, nafte i naftnih derivata, toplinske energije, te obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti) uređuju se posebnim zakonima i podzakonskim aktima.

Nadalje, Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (NN, 68/18) uređuje uspostavu i provođenje sustava regulacije energetskih djelatnosti, postupak osnivanja HERA-e kao neovisne pravne osobe s javnim ovlastima za regulaciju energetskih djelatnosti, te njena prava i obveze kao i druga pitanja od značenja za regulaciju energetskih djelatnosti.

Plinski sektor posebice regulira Zakon o tržištu plina (NN, 18/18). Njime se uređuju pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju, transport, skladištenje, upravljanje terminalom za UPP, distribuciju i opskrbu plinom, upravljanje mjestom za opskrbu UPP-om i/ili SPP-om, organiziranje tržišta plina kao dijela plinskog tržišta EU-a, te se uređuju i postupanja u vezi s provedbom ovoga Zakona. Upravljanje tržištem prirodnog plina dodatno je propisano Pravilima o organizaciji tržišta plina (NN, 50/18).

Proizvodnja prirodnog plina je dalje uređena Zakonom o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (NN, 52/19), te Zakonom o rudarstvu (NN, 115/18). Transport prirodnog plina dodatno je uređen Mrežnim pravilima transportnog sustava (NN, 89/19). Skladištenje prirodnog plina uređeno je Pravilima korištenja sustava skladišta plina (NN, 50/18). Upravljanje terminalom za UPP uređeno je Pravilima korištenja terminala za UPP (NN, 60/18), te Zakonom o terminalu za ukapljeni prirodni plin (NN, 57/18). Distribucija prirodnog plina uređena je

Mrežnim pravilima plinskog distribucijskog sustava (NN, 88/19), a opskrba prirodnim plinom Općim uvjetima opskrbe plinom (NN, 88/19).

Naknade koje proizvođač prirodnog plina mora plaćati državi su donesene Uredbom o naknadi za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika (NN, 37/14), dok su sve tarife koje naplaćuju tvrtke koje posluju unutar reguliranih djelatnosti donesene različitim Metodologijama utvrđivanja iznosa tarifnih stavki.

Zakonom o energiji i drugim sektorskim zakonima je ministarstvu nadležnom za energetiku, kao središnjem tijelu državne uprave, povjereno provođenje i razvoj energetske politike, strateško planiranje, izrada zakonskih i podzakonskih prijedloga, kao i niz drugih zadataka. Uz ministarstvo, na spomenutim zadatcima rade i drugi subjekti, od kojih treba istaknuti HERA-u (Hrvatska energetska regulatorna agencija) i HROTE (Hrvatski operator tržišta energije).

4.3. BUDUĆNOST PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

Prema Zakonu o energiji, osnovni akt kojim se utvrđuje energetska politika i planira energetski razvitak je Strategija energetskog razvoja. Njome se utvrđuju nacionalni energetski programi, potrebna ulaganja u energetiku, poticaji za ulaganja u OIE, kogeneraciju i za povećanje energetske učinkovitosti te unapređenje mjera zaštite okoliša. Strategiju energetskog razvoja donosi Hrvatski sabor na prijedlog Vlade Republike Hrvatske, za razdoblje ne kraće od deset godina. Na temelju Strategije energetskog razvoja Vlada Republike Hrvatske donosi Program provedbe Strategije energetskog razvoja.

U legislativnom postupku općenito razlikuju se dva pripremna dokumenta – tzv. Zelena i Bijela knjiga. Kronološki je prva Zelena knjiga. Njena svrha je potaknuti raspravu o određenoj skupini budućih planova, projekata, uredbi, zakona i podzakonskih akata za neki sektor, bez obvezivanja na išta od navedenog. U njoj je najčešće izneseno nekoliko scenarija budućnosti, a javnost i dionici sektora u pitanju su pozvani na komentiranje i davanje svojih sugestija. Potom slijedi Bijela knjiga, koja je više autoritativni dokument i smatra se Vladinim konačnim odabirom

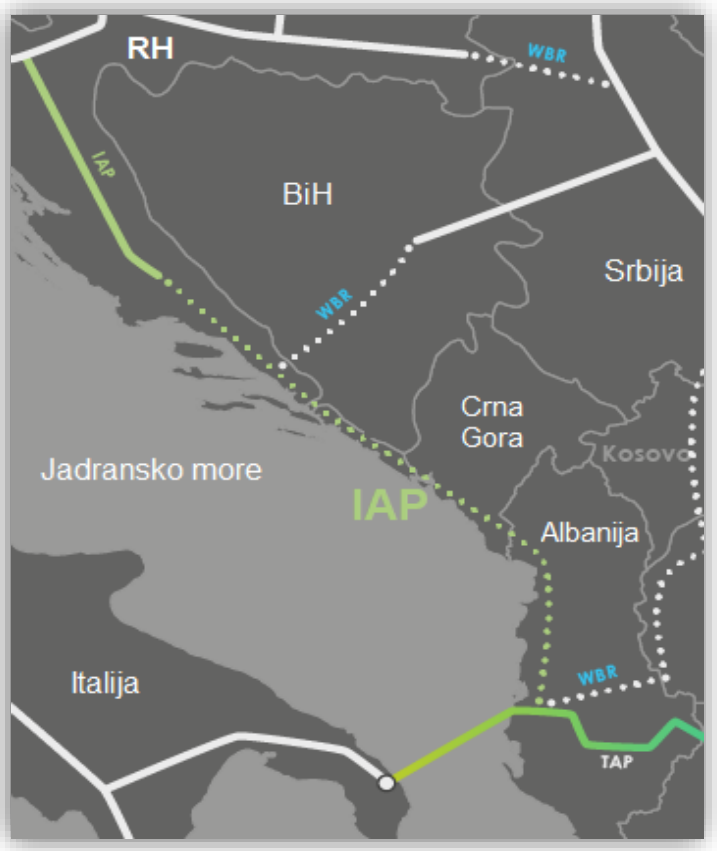
nekog scenarija za budućnost. Iako dionici sektora i dalje mogu komentirati Bijelu knjigu, manje je vjerojatno kako će Vlada uvažiti njihove komentare i učiniti promjene.

U ožujku 2019. godine je od strane Ministarstva zaštite okoliša i energetike donesen dokument pod nazivom "Analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske – Bijela knjiga". S obzirom kako, kao i u slučaju budućeg energetskog miksa EU, svrha ovoga rada nije donositi pretpostavke budućnosti, u nastavku će biti analizirani plinski sektor Republike Hrvatske i status prirodnog plina unutar spomenutog dokumenta.

4.3.1. Budućnost transporta prirodnog plina u RH

Unutar Bijele knjige je istaknuto kako je transportni sustav RH dobro razvijen, te kako će se u budućnosti trebati ponajviše raditi na njegovu održavanju. Održavanje i remont sustava nužni su zbog tehničke sigurnosti, pouzdanosti opskrbe, tržišne prilagođenosti i učinkovitosti.

Sigurnost opskrbe temelj stabilnog tržišta plina, a nju se između ostalog može postići diversifikacijom dobavnih pravaca. Stoga je kao projekt od strateške važnosti prepoznat Jadransko-jonski plinovod (IAP). Izgradnjom IAP-a Hrvatska bi dobila još jedan važan dobavni pravac, ali i provela magistralne plinovode sve do najjužnijeg dijela teritorija (do Dubrovnika). Na Slici 4-3. prikazana je predložena ruta IAP-a.



Slika 4 - 3. Predložena ruta IAP-a (https://www.tap-ag.com)

Osim Bijele knjige, dokument koji bilježi sve planove za budućnost transporta prirodnog plina je "Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2018.-2027.", koji je izdao Plinacro. U njemu su puno detaljnije opisani svi planirani projekti.

Uredbom 994/2010 EU propisuje operatorima plinskih transportnih sustava obvezu osiguravanja mogućnosti stalnog dvosmjernog protoka na svim međunarodnim interkonekcijama država članica. Hrvatska interkonekcija s Mađarskom već ima sposobnost za dvosmjerno trgovanje, a dovršetkom kompresorske stanice Plinacro-a ona će i fizički imati puni dvosmjerni karakter. Interkonekcija sa Slovenijom nije dvosmjerna (moguć je samo uvoz iz Slovenije), stoga će biti potrebno izgraditi infrastrukturu koja će omogućavati dvosmjerni protok.

4.3.2. Budućnost skladištenja plina u RH

Unutar Bijele knjige istaknut je projekt izgradnje vršnog skladišta prirodnog plina Grubišno Polje. To skladište će imati funkciju pokrivanja iznenadnih porasta potražnje za prirodnim plinom, koji su sve češći u proljeće i jesen. Zadnje dostupne informacije su kako je tvrtka PSP završila s istražnim radovima i poslala Studiju o utjecaju na okoliš resornom ministarstvu na pregled. Planirani radni volumen skladišta je između 25 i 40 milijuna m^3. Prva faza projekta obuhvaća crpljenje ležišta u Grubišnom Polju, a druga faza obuhvaća izgradnju samog skladišta i popratne infrastrukture.

Unutar "Plana razvoja sustava skladišta plina u Republici Hrvatskoj" koji je objavila tvrtka PSP, navodi se kako se najviše treba raditi na dostupnosti skladišta svim sudionicima na tržištu plina, te održavanju ili čak tehnološkom usavršavanju dijelova postojećeg sustava.

4.3.3. Budućnost terminala za UPP u RH

Gledano isključivo sa stajališta naftno-rudarske ili energetske struke, terminal za UPP je vjerojatno najvažniji projekt u RH. Po početku njegova rada, Hrvatska bi dobila novu poziciju u europskoj, a do određene mjere i globalnoj energetici. Također bi dobila novi dobavni pravac, što bi dodatno diversificiralo uvoz i ojačalo sigurnost opskrbe prirodnim plinom. Treba napomenuti i nova radna mjesta za inženjere energetike i lokalno stanovništvo, te poboljšanje infrastrukture u okolici terminala. Velika prednost je i ako se u obzir uzme korištenje UPP-a u prometu, jer bi RH tada mogla izgraditi punionice za kamione i brodove i opskrbljivati ih direktno UPP-om iz vlastitog terminala.

Striktno ekonomski gledano, terminal vjerojatno nije isplativ kao samostalni gospodarski subjekt. Radi se o investiciji od oko 250 milijuna €, od čega je 100 milijuna odobreno od EU kao nepovratna sredstva (jer se radi o strateškom projektu na europskoj razini). Prag ekonomičnosti – koji bi omogućio lakše financiranje preostalog dijela investicije – trebao je biti zatvoren kroz ponude za obvezujući zakup kapaciteta. Međutim, nakon otvorena dva kruga za zaprimanje ponuda, odazvale su se samo tvrtke INA d.d. i HEP Grupa. One su zajedno ponudile zakup 1/5 ukupnih kapaciteta, što nije dovoljno za kategorizaciju terminala komercijalnim. RH

je stoga odlučila sufinancirati projekt sa 100 milijuna € iz državnog proračuna (što je Europska komisija odobrila 31. srpnja 2019.). Pokrivanje ekonomičnosti rada terminala ovisit će o njegovoj iskorištenosti, ali će vjerojatno zahtjevati izvjesno povećanje tarifa usluga svih sudionika u energetskom sektoru. Moglo bi se stoga postaviti pitanje o opravdanosti terminala, ako tvrtke iz okruženja nisu prepoznale ulaganje u njega kao korisno. Neki smatraju kako je HEP-ova ponuda za obvezujući zakup (400 milijuna m^3 godišnje) neopravdano velika, odnosno kako HEP nema realne potrebe za toliko prirodnog plina. U prethodnoj cjelini, Slikom 3-7. prikazana je iskorištenost europskih terminala za uplinjavanje u 2018. Iskorištenost grčkog terminala za uplinjavanje, primjerice, koji se nalazi blizu ulaska u Jadransko more (i pored kojeg će svi budući brodovi za prijevoz UPP-a morati proći kako bi došli do hrvatskog terminala), bila je ispod 30%. Iskorištenost talijanskog "Rovigo LNG Terminal" postrojenja u Jadranskom moru bila je oko 80%, no to je zbog znatne potrošnje prirodnog plina u Italiji, njenog primata u EU u vozilima koje pogoni UPP, te vrlo niske iskorištenosti preostala dva talijanska terminala za uplinjavanje.

U svakom slučaju, vrijednost postojanja UPP terminala na Krku barem na početku će se prvenstveno promatrati kroz lokalnu i regionalnu sigurnost opskrbe.

4.3.4. Budućnost distribucije prirodnog plina u RH

Bijela knjiga kao najveću zadaću podsektora distribucije prepoznaje održavanje i remont postojeće mreže distributivnih plinovoda. Plinifikacija, odnosno širenje distributivne mreže plinovoda u južnoj Hrvatskoj je pretpostavljeno samo u većim, urbanim središtima, no i to je upitno.

Mjesta za napredak ima u okrupnjavanju, odnosno spajanju distributivnih tvrtki. Postojanje 35 tvrtki u državi populacijski i površinski maloj poput Hrvatske je, u najmanju ruku, neuobičajeno. Stoga su vijesti poput kupnje bjelovarske tvrtke Elektrometal-distribucija plina d.o.o. od strane GPZ-a ili kupnje virovitičke tvrtke Plin Vtc d.o.o. od strane HEP Plin-a pozitivne. Manji broj distributera znači veću jednostavnost poslovanja unutar plinskog sektora, manje različitih pravila i veću efektivnost tvrtki.

Također, treba raditi na što široj implementaciji naprednih brojila za prirodni plin. Ona su trenutno još većinom u testnim fazama, a i implementacija u praksi bi bila kompliciranа (opet zbog prevelikog broja distributera).

4.3.5. Budućnost opskrbe u RH

Poput distribucije, i kod opskrbe prirodnim plinom trebalo bi se težiti okrupnjavanju, odnosno spajanju tvrtki. Kao što je vidljivo iz HERA-inog registra dozvola, tvrtki koje imaju pravo obavljati djelatnost opskrbe još je više nego distributera, što nepotrebno otežava poslovanje.

Velika promjena koja očekuje podsektor opskrbe uslijedit će 01. travnja 2021. Tada se prema Zakonu o tržištu plina ukida postojanje opskrbljivača na veleprodajnom tržištu (skraćeno: OVT). Uloga OVT-a uvedena je u RH 2014. godine, a sve vrijeme postojanja ju obnaša HEP Grupa. Zadaća OVT-a je nabavljati plin za potrebe kućanstava na veleprodajnom tržištu, te ga prodavati hrvatskim opskrbljivačima (koji imaju obvezu javne usluge opskrbe kućanstava) po reguliranoj cijeni. Tomu je tako zato što je prirodni plin u Hrvatskoj i dalje djelomično socijalna kategorija (njegova cijena je regulirana), pa nije prepušten tržištu i njegovim kretanjima. Treba napomenuti kako, od opskrbljivača koji su aktivni u plinskoj godini 2019.-2020., samo Međimurje-plin d.o.o. ne kupuje prirodni plin od OVT-a, odnosno ne kupuje plin po reguliranoj cijeni.

Trenutno HEP obavljajući funkciju OVT-a gubi novac, jer je cijena po kojoj mora prodavati plin znatno ispod one po kojoj ga kupuje. Zbog velikog pada cijena nafte 2014., koji se nastavio na idućih par godina, i cijene prirodnog plina su u početnim godinama OVT-a bilježile stalan pad. Stoga je HEP prvih dvije do tri godine obnašanja dužnosti OVT-a profitirao, jer su regulirane cijene po kojima je prodavao plin bile iznad onih po kojima ga je kupovao. Međutim, od 2017. cijene plina su rasle, pa je HEP u gubitcima. Opskrbljivači, s druge strane, nastavljaju kupovati plin od HEP-a, jer je jeftiniji od plina na tržištu. Politički donositelji odluka i kupci energije morat će se uskoro pomiriti s činjenicom kako prirodni plin ne bi trebao biti socijalna kategorija (kao što u većini država nije), te kako njegova cijena ne bi trebala i neće biti regulirana, već podložna tržištu poput cijene većine ostalih dobara i usluga.

5. ZAKLJUČAK

Tranzicija do niskougljičnog društva budućnosti neće biti moguća bez podrške konvencionalnih tehnologija, odnosno konvencionalnih energenata (fosilnih goriva). Usprkos različitim narativima koji postoje oko OIE i alternativnih goriva, činjenično stanje je: kratkotrajni, potpuni prelazak je nemoguće postići. Među konvencionalnim energentima, kao najbolji izbor za podršku u tranziciji u sektorima proizvodnje električne energije i prometa (kamionski i brodski promet) se ističe prirodni plin. Kao energent on donosi najadekvatniju sinergiju pristupačnosti, ekonomije i ekologije.

Plinski sektor EU dobro je razvijen i usklađen s tri osnovna načela europske energetike: sigurnost opskrbe, otvoreno tržište i ekološka održivost. Sigurnost opskrbe postignuta je brojnim dobavnim pravcima prirodnog plina koje EU posjeduje. Razvojem trgovine plina na *spot* tržištu, kao i odličnom infrastrukturnom povezanošću postiže se načelo otvorenog tržišta. Od fosilnih goriva prirodni plin predstavlja najčišće, dok se stalnim razvitkom tehnologije plinske infrastrukture (pametni osjetnici i brojila) i plinskih elektrana (poput NGCC elektrana) neprestano smanjuju emisije nastale kao posljedica kvarova.

Čelnici Europske unije i svi koji imaju izravan utjecaj na kreiranje energetskih politika i planova za budućnost moraju biti realni. Iako su njihove politike koje snažno promoviraju zaštitu okoliša i što veću primjenu OIE i alternativnih goriva hvalevrijedne, ne smiju zaboraviti na energente koji će u praksi vjerojatno sačinjavati preko polovice energetskog miksa u 2050., i zapravo omogućavati da sustav radi. U tom smislu trebaju biti svjesni beneficija koje donosi prirodni plin.

Aktualna Bijela knjiga energetskog razvoja RH je dobro strukturirana u pogledu prirodnog plina. Izneseni planovi za budući razvoj plinskog sektora su u skladu s realnošću i predviđenim budućim okolnostima. Preostaje pitanje terminala za uplinjavanje na otoku Krku, čiju isplativost će jedino vrijeme pokazati.

Na kraju, zaključak ovoga rada možda najbolje opisuje citat profesora emeritusa O. Norenga: “(Prirodni plin) manje zagađuje od ugljena, manje košta od OIE i manje je kontroverzan od nuklearne energije. Također ga ima u izobilju, svuda po svijetu”.

6. LITERATURA

1. DOMINISH, E., FLORIN, N., TESKE, S., 2019, Responsible Minerals Sourcing for Renewable Energy, Institute for Sustainable Futures, Sydney, Australia

2. HAFNER, M., TAGLIAPIETRA, S., 2017, The European Gas Markets – Challenges and Opportunities, Palgrave Macmillan – Springer Nature, Cham, Switzerland

3. MAC KINNON, M.A., BROUWER, J., SAMUELSON, S., 2017, The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration, University of California, Irvine, USA

4. SMAJLA, I., KARASALIHOVIĆ SEDLAR, D., DRLJAČA, B., JUKIĆ, L., 2019, Fuel Switch to LNG in Heavy Truck Traffic, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb, Croatia

5. STERN, J., 2017, Challenges to the Future of Gas: Unburnable or Unaffordable?, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK

6. STERN, J., 2019, Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK

7. STERN, J., 2017, The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: The Need for a New Approach, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK

8. Transport & Environment, 2018, CNG and LNG for vehicles and ships - the facts, Brussels, Belgium

9. VAN ZALK, J., BEHRENS, P., 2018, The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U.S., Leiden University, The Hague, Netherlands

Web izvori:

10. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2018, ACER Market Monitoring Report 2017 – Gas Wholesale Markets Volume, URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20

Market%20Monitoring%20Report%202017%20-%20Gas%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf

11. British Petroleum (BP), 2019, BP Statistical Review of World Energy 68^{th} Edition, URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf

12. Europska komisija, 2018, Čist planet za sve – Europska strateška dugoročna vizija za prosperitetno, moderno, konkurentno i klimatski neutralno gospodarstvo, Bruxelles, Belgija, URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/?uri=CELEX%3A52018DC0773

13. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), 2018, Ten-year Network Development Plan 2018, ENTSOG AISBL, Brussels, Belgium, URL: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2018 12/ENTSOG_TYNDP_2018_Executive%20Summary_web.pdf

14. Hrvatska stručna udruga za plin (HSUP), 2018, Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske, HSUP, Zagreb, Hrvatska, URL: https://hsup.hr/wp-content/uploads/2019/06/BRO%C5%A0URA-PGH_2018.pdf

15. International Gas Union (IGU), 2019, World LNG Report, IGU, Barcelona, Spain, URL: https://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU%20Annual%20Report%202019_23%20loresfinal.pdf

16. Ministarstvo zaštite okoliša i energetike & Energetski institut "Hrvoje Požar", 2019, Analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske – Bijela knjiga, Zagreb, Hrvatska, URL: https://mzoe.gov.hr/UserDocsImages/UPRAVA%20ZA%20ENERGETIKU/Strategije,%20planovi%20i%20programi/BIJELA%20KNJIGA%20--%20Analiza%20i%20podloge%20za%20izradu%20Strategije%20energetskog%20razvoja%20Republike%20Hrvatske.pdf

17. Ministarstvo zaštite okoliša i energetike & Energetski institut "Hrvoje Požar", 2018, Energija u Hrvatskoj 2017, Zagreb, Hrvatska, URL: http://www.eihp.hr/wp-content/uploads/2019/03/Energija2017_final.pdf

18. Plinacro, 2017, Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2018.-2027., Zagreb, Hrvatska, URL: http://www.plinacro.hr/UserDocsImages/dokumenti/Desetogodi%C5%A1nji%20plan%20razvoja%20PTS%202018-2027.pdf

19. https://knoema.com/search?query=natural%20gas%20reserves&source=HomePage (10.6.2019.)

20. https://www.nlog.nl/en/groningen-gasfield (12.6.2019.)

21. https://www.dutchnews.nl/news/2019/05/groningen-hit-by-strong-earthquake-as-gas-extraction-impact-continues/ (12.6.2019.)

22. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Gross_inland_consumption_of_natural_gas_in_EU-28.png (12.8.2019.)

23. https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/08/The-Development-of-Natural-Gas-Demand-in-the-Russian-Electricity-and-Heat-Sector-NG-136.pdf (14.6.2019.)

24. https://www.intellinews.com/gazprom-s-power-of-siberia-gas-pipeline-to-china-is-finished-157956/ (14.6.2019.)

25. https://energifaktanorge.no/en/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/ (25.6. 2019.)

26. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/primary-energy-consumption-by-fuel-6/assessment-2 (25.6.2019.)

27. http://www.kosmosenergy.com/greater-tortue/ (2.7.2019.)

28. https://www.e3a4u.info/energy-technologies/anaerobic-digesters/economics/ (8.7.2019.)

29. http://large.stanford.edu/courses/2017/ph240/xiao-m2/ (9.7.2019.)

30. https://www.tap-ag.com/the-pipeline/the-big-picture/strategic-partnerships (8.7.2019.)

31. https://www.chemguide.co.uk/physical/equilibria/haber.html (10.7.2019.)

32. https://marketrealist.com/2015/01/natural-gas-fired-power-plants-cheaper-build/ (8.7.2019.)

33. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf (10.7.2019.)

34. https://insights.globalspec.com/article/2895/combined-cycle-power-plants-is-their-reign-assured (11.7.2019.)

35. https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data (10.7.2019.)

36. https://www.lngworldnews.com/lng-blue-corridors-project-ends-as-targets-reached/ (19.7.2019.)

37. https://www.statista.com/statistics/189180/natural-gas-vis-a-vis-coal-prices/ (4.8.2019.)

38. https://www.ngva.eu/stations-map/ (10.8.2019.)

39. https://www.fuelseurope.eu/policy-priorities/products/marine-fuels/ (12.8.2019.)

40. https://transparency.entsog.eu/ (12.8.2019.)

41. https://www.hera.hr/hr/html/dozvole.html (14.8.2019.)

42. https://sciencebasedmedicine.org/health-effect-of-wind-turbines/ (16.8.2019.)

43. https://www.ngvglobal.com/blog/do-gas-trucks-reduce-emissions-yes-says-ngva-europe-0922?fbclid=IwAR0GGtoN9qBul173MJzdmy80zrDMKS27ssAagtSHGfcWjQVHhepLOMaMDM8 (28.9.2019.)

IZJAVA

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

_____

Ivor Kulušić