Tehno-ekonomska analiza cjevovodnog transporta CO2 u Republici Hrvatskoj

Markov, Ivana

Master's thesis / Diplomski rad

2022

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:169:974082

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2025-03-21**

Repository / Repozitorij:

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

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

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA CJEVOVODNOG TRANSPORTA CO_2 U REPUBLICI HRVATSKOJ

Diplomski rad

Ivana Markov
N356

Zagreb, 2022.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA CJEVOVODNOG TRANSPORTA CO_2 U REPUBLICI HRVATSKOJ

IVANA MARKOV

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku
Pierottijeva 6, 10002 Zagreb

Sažetak

Kaptiranje, korištenje i skladištenje ugljika predstavlja ključnu tehnologiju smanjenja emisija CO_2 iz antropogenih izvora u elektroenergetskom i industrijskom sektoru. Potencijal za razvoj takve tehnologije u Republici Hrvatskoj je prepoznat na području Savske i Dravske depresije na osnovu moguće primjene CO_2 za tercijarnu metodu proizvodnje na iscrpljenim naftnim poljima. Važan dio takvog projekta je planiranje i dimenzioniranje infrastrukture za transport CO_2 koja će povezivati industrijske emitere sa iscrpljenim naftnim poljima. Najčešće se za kopneni transport koriste cjevovodi. Ugljikov dioksid je najučinkovitije transportirati u superkritičnoj fazi pri čemu se zahtjevaju specifični i visoki radni uvjeti u cjevovodu. U konačnici, radi se o kapitalno intenzivnom projektu čija se ekonomska prihvatljivost može procijeniti različitim metodama ocjene investicijskog ulaganja i analizom osjetljivosti.

Ključne riječi: transport ugljikovog dioksida, cjevovodni trnasport, CCUS, CCS, EOR.

Diplomski rad sadrži: 64 stranice, 24 tablica, 22 slika, 1 prilog i 42 reference.

Jezik izvornika: hrvatski

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

Voditelj: Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF

Pomoć pri izradi: Filip Vodopić, mag. ing. petrol., RGNF

Ocjenjivači: Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF
Dr. sc. Domagoj Vulin, redoviti profesor RGNF
Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF

Datum obrane: 17. veljače 2022., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

University of Zagreb Master's Thesis

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

TECHNO-ECONOMICAL ANALYSIS OF CO_2 PIPELINE TRANSPORTATION IN THE REPUBLIC OF CROATIA

IVANA MARKOV

Thesis completed at: University of Zagreb

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

Department of Petroleum and Gas Engineering and Energy

Pierottijeva 6, 10002 Zagreb

Abstract

Carbon capture, utilization and storage is a key technology used to reduce CO_2 emissions from stationary sources in the power and industrial sectors. The potential for the development of such technology in the Republic of Croatia has been identified in the Sava and Drava Depressions, based on the possible usage of CO_2 for tertiary production method from depleted oil fields. An important part of such project is the planning and design of CO_2 transportation infrastructure which connects industrial emitters and depleted oil fields. Pipelines are most frequently used in land transport. Carbon dioxide is most efficiently transported in a supercritical phase, which requires specific and high operating conditions of the pipeline. Lastly, it is a capital-intensive project whose economic viability can be estimated by various investment methods and sensitivity analysis.

Keywords: carbon dioxide transportation, pipeline transportation, CCUS, CCS, EOR.

Thesis contains: 64 pages, 24 tables, 23 pictures, 1 appendix and 42 references.

Original in: Croatian

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

Supervisor: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Co-supervisor: Filip Vodopić, mag. ing. petrol.

Reviewers: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Full Professor Domagoj Vulin, PhD

Assistant professor Iva Kolenković Močilac, PhD

Date of defense: February 17, 2022, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

I POPIS SLIKA……...…….....……I

II POPIS TABLICA…….....……..….……II

III POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I PRIPADAJUĆIH SI JEDINICA III

1. UVOD.....1

2. PREGLED LITERATURE I POSTOJEĆIH PROJEKATA.....3

3. IZVORI EMISIJA UGLJIKOVOG DIOKSIDA U RH.....7

4. SKLADIŠNI KAPACITETI U RH.....10

4.1. CO_2-EOR na naftnim poljima Ivanić i Žutica.....12

5. FIZIKALNA SVOJSTVA UGLJIKOVOG DIOKSIDA.....14

5.1. Utjecaj primjesa na svojstva ugljikovog dioksida.....18

5.2. Kvaliteta ugljikovog dioksida za transport cjevovodima.....20

6. USPOREDBA CJEVOVODA ZA TRANSPORT PRIRODNOG PLINA I CO_2.....24

7. KONFIGURACIJA MREŽE CJEVOVODA ZA TRANSPORT CO_2 U RH.....27

8. TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA.....32

8.1. Tehnološka analiza.....32

8.1.1. Kompresori.....34

8.1.2. Cjevovodi.....37

8.2. Ekonomska analiza.....45

8.3. Analiza osjetljivosti.....54

9. ZAKLJUČAK.....57

10. LITERATURA.....58

11. PRILOZI.....62

I POPIS SLIKA

Slika 2-1. Pregled planiranih i operativnih CCUS projekata u Europi.....5
Slika 3-1. Grafički prikaz emisija CO_2 prema industrijskim sektorima RH u 2019. godini.....9
Slika 4-1. Shematski prikaz EOR projekta na proizvodnim naftnim poljima Ivanić i Žutica.....13
Slika 5-1. Fazni p-T dijagram za čisti CO_2.....15
Slika 5-2. Ovisnost gustoće CO_2 o tlaku i temperaturi 16
Slika 5-3. Ovisnost viskoznosti CO_2 o tlaku i temperaturi.....17
Slika 5-4. p-T dijagram promjene stlačivosti CO_2 i njegovih binarnih smjesa.....18
Slika 5-5. Fazni dijagrami za binarne smjese CO_2 i 2% H_2, NO_2 i H_2S.....20
Slika 6-1. Fazni dijagram prirodnog plina i CO_2.....24
Slika 7-1. Simplifikacija mreže cjevovoda za transport ugljikovog dioksida u RH.....28
Slika 7-2. Konfiguracija mreže cjevovoda za transport CO_2 u zapadnoj regiji.....31
Slika 7-3. Konfiguracija mreže cjevovoda za transport CO_2 u istočnoj regiji.....31
Slika 8-1. Pripadajući raspon operativnih tlakova i temperatura različitih procesa CCS lanca predočeni na faznom dijagramu CO_2.....33
Slika 8-2. Odnos kapitalnih troškova i instalirane snage kompresora.....36
Slika 8-3. Troškovi hvatanja ugljika ($/t$CO_2$).....46
Slika 8-4. Ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi za scenarij CCS s trenutačnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS.....49
Slika 8-5. Prikaz novčanog toka za scenarij CCS s trenutačnom prosječnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS.....50
Slika 8-6. Prikaz novčanog toka za scenarij CCS s minimalnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS.....51
Slika 8-7. Ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi za scenarij CCS s minimalnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS.....52
Slika 8-8. Ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi za scenarij CCUS s trenutačnom cijenom nafte i emisijskih jedinica EU ETS.....53
Slika 8-9. Prikaz novčanog toka za scenarij CCUS s trenutačnom cijenom nafte i emisijskih jedinica EU ETS.....54
Slika 8-10. Analiza osjetljivosti za scenarij CCS.....55
Slika 8-11. Analiza osjetljivosti za scenarij CCUS.....56

II POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Projekti cjevovoda CO_2 u svijetu.....3
Tablica 3-1. Izvori emisija CO_2 u RH ≥ 1 Mt/god.....8
Tablica 3-2. Pregled emisija CO_2 prema industrijskim sektorima u RH.....9
Tablica 4-1. Kriteriji primjenjivosti CO_2-EOR metode.....11
Tablica 5-1. Fizikalna svojstva CO_2.....14
Tablica 5-2. Kritične temperature i kritični tlakovi pojedinih primjesa i njihov utjecaj na promjenu faznog ponašanja CO_2.....19
Tablica 5-3. Dynamis preporučena kvaliteta CO_2.....21
Tablica 5-4. Prikaz emitiranih primjesa (>10.000 kg/god.) iz izvora u panonskoj Hrvatskoj....23
Tablica 6-1. Usporedba cjevovoda za prirodni plin i ugljikov dioksid.....26
Tablica 7-1. Priključci izvora CO_2 na plinski transportni sustav RH.....29
Tablica 7-2. Izmjerene duljine cjevovoda za transport CO_2 u regiji Sjeverna Hrvatska.....29
Tablica 8-1. Pretpostavljeni radni uvjeti kompresije i transporta i svojstva CO_2.....34
Tablica 8-2. Kapitalni troškovi kompresorskih stanica na izvorima CO_2 36
Tablica 8-3. Kvaliteta čelika i minimalno naprezanje do granice elastičnosti čeličnih cijevi.....37
Tablica 8-4. Debljine stijenki cijevi od ugljičnog čelika prema ASME specifikaciji B36.10.....38
Tablica 8-5. Jedinične težine cijevi od ugljičnog čelika prema ASME specifikaciji B36.10.....39
Tablica 8-6. Pretpostavke osnovnih ulaznih parametara za proračun cjevovoda.....40
Tablica 8-7. Cijene čelika X60 izražene u $/toni.....44
Tablica 8-8. Pregled rezultata tehnološkog proračuna i izračuna kapitalnog troška cjevovoda za transport CO_2.....45
Tablica 8-9. Dobivena nafta primjenom CO_2-EOR projekta u RH.....47
Tablica 8- 10. Ulazni parametri ekonomskog proračuna CCUS projekta u RH.....48
Tablica 8-11. NPV analiza za scenarij CCS s trenutačnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS.....49
Tablica 8-12. NPV analiza za scenarij CCS s minimalnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS.....51
Tablica 8-13. NPV analiza za scenarij CCUS s trenutačnom cijenom nafte i emisijskih jedinica.....53

III POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I PRIPADAJUĆIH SI JEDINICA

OZNAKA	JEDINICA	OPIS
D	m	Vanjski promjer cjevovoda
d	m	Unutarnji promjer cjevovoda
f_{tr}	-	Faktor trenja
I_{cj}	$	Cijena materijala cjevovoda
I_{comp}	€	Kapitalni trošak kompresora
L	m	Duljina cjevovoda
me	-	Eksponent množenja
n	-	Broj kompresora
Q_m	kg/m^3	Maseni protok
Q_v	m^3/s	Volumni protok
P_k	Pa	Konačni tlak na izlazi iz cjevovoda
P_{maop}	Pa	Maksimalni radni tlak cjevovoda
P_{in}	Pa	Tlak na ulazu u kompresor
P_{out}	Pa	Tlak na izlazu iz kompresora
p_{comp}	kWh	Snaga kompresora
ΔP_{tr}	Pa	Pad tlaka u cjevovodu uslijed trenja
ΔP_{uk}	Pa	Ukupni potrebni tlak na ulazu u cjevovod
ΔP_z	Pa	Pada tlaka u cjevovodu zbog elevacije
Re	-	Reynoldsov broj
v	m/s	Brzina protjecanja fluida
$W_č$	kg/m	Težina čelika
δ	mm	Debljina stijenke cjevovoda
ε	mm	Apsolutna hrapavost cjevovoda
η_{comp}	%	Učinkovitost kompresora
μ	Pa*s	Viskoznost fluida
ρ	kg/m^3	Gustoća fluida
σ_{min}	Pa	Minimalno naprezanje do granice tečenja

1. UVOD

Klimatske promjene svake godine predstavljaju glavni razlog sve veće globalne zabrinutosti, a najodgovorniji stakleničkі plin za to je ugljikov dioksid (CO_2) na kojeg se odnosi oko 80% ukupnih emisija stakleničkih plinova u Europi 2019. godine (https://www.eea.europa.eu , 2021). Kao jedno od obećavajućih rješenja za doprinos ublažavanja klimatskih promjena prepoznata je tehnologija hvatanja, korištenja i skladištenja ugljika (engl. *Carbon capture, utilization and storage, CCUS*). To je jedina tehnologija koja se izravno odnosi samo na emisije CO_2 zbog čega je ključna tehnologija za smanjenje emisija CO_2 u industrijskom i energetskom sektoru koji koriste fosilna goriva i teže podliježu procesu dekarbonizacije. Ako se razmatraju industrijske emisije, CCUS tehnologija predstavlja jednu cjelinu koja se sastoji od 4 komponente:

- Postrojenje za izdvajanje CO_2 iz dimnih plinova,
- Čvorišta za prikupljanje i obradu izdvojenog CO_2 i infrastruktura za transport CO_2 od mjesta hvatanja do mjesta skladištenja/korištenja,
- Korištenje CO_2 – radnje s doprinosom smanjenja emisija CO_2 i
- Podzemno skladište – geološke formacije u koje se utiskuje CO_2 kako bi se tamo trajno zadržao, primjerice iscrpljena ležišta ugljikovodika ili duboki slani vodonosnici.

Transport CO_2 je ključni element CCUS-a koji omogućava da se industrijske emisije CO_2 otpreme do mjesta gdje će biti trajno uskladištene ili iskorištene. U vidu razvoja CCUS-a i pripadajuće infrastrukture za transport, najčešće korištena metoda transporta su cjevovodi (Global CCS Institue, 2012). Ovisno o termodinamičkim svojstvima, CO_2 se može transportirati u skoro svim faznim stanjima, ali za transport cjevovodima je najučinkovitije da je CO_2 u gustom ili superkritičnom stanju pogotovo ako se radi o transportu velikih količina na velike udaljenosti.

Primarni fokus u ovom diplomskom radu je na transportu superkritičnog CO_2 za potrebe CCUS projekta u Republici Hrvatskoj koji uključuje utiskivanje CO_2 u iscrpljena ležišta ugljikovodika za oporavak iscrpka nafte (engl. *Enhanced Oil Recovery, EOR*). Prema istraživačkom projektu „Strategy CCUS project“ koji je započeo 2019. godine, potencijalna regija za razvoj CCUS-a u RH je Sjeverna Hrvatska koja obuhvaća područje hrvatskog dijela Panonskog bazena. Raspored izvora i potencijalnih podzemnih skladišta CO_2 uvjetovao je podjelu cjevovodnog transportnog sustava CO_2 na zapadnu i istočnu regiju panonske Hrvatske. Za obje regije analizirani su industrijski izvori CO_2 u poglavlju 3. i skladišne jedinice u poglavlju

4. Zatim se u poglavlju 5. objašnjavaju najvažnija fizikalna svojstva CO_2 za proces transporta te potrebna čistoća CO_2 za siguran transport cjevovodima. Za bolje razumijevanje karakteristika cjevovoda za transport CO_2 napravljena je usporedba s visokotlačnim plinovodima za koje je do danas stečeno veliko iskustvo i praksa što je prikazano u 6. poglavlju. U poglavlju 7. napravljena je projekcija cjevovodnog sustava za transport CO_2 u Republici Hrvatskoj pri čemu su definirane trase cjevovoda koje povezuju lokacije izvora CO_2 s naftnim poljima za primjenu EOR-a. Na kraju, u poglavlju 8. je napravljena tehno-ekonomska analiza cjevovodnog transporta CO_2 u Hrvatskoj s ciljem procjene troškova implementacije infrastrukture za transport CO_2 te isplativosti kapitalno intenzivnog ulaganja u CCUS tehnologiju. Tehnološki dio analize se odnosi na dimenzioniranje cjevovoda i kompresora kako bi se odredili njihovi kapitalni troškovi u sklopu cjelovitog CCUS projekta za koji će se procijeniti odluka o ulaganju korištenjem metode neto sadašnje vrijednosti (engl. *Net Present Value, NPV*) budućih novčanih tokova projekta. Obzirom da CCUS usko povezuje dvije tehnologije, kaptiranje i skladištenje ugljika (engl. *Carbon Capture and Storage, CCS*) te kaptiranje i korištenje ugljika (engl. *Carbon Capture and Utilization, CCU*), analizirat će se i usporediti procjena ekonomske isplativosti 2 različita načina zbrinjavanja CO_2 emisija u Hrvatskoj:

1. Scenarij CCS – skladištenje CO_2 i
2. Scenarij CCUS – primjena CO_2-EOR.

2. PREGLED LITERATURE I POSTOJEĆIH PROJEKATA

Transport CO_2 cjevovodima započeo je 1970-ih u SAD-u u svrhu povećanja proizvodnje iscrpljenih naftnih polja utiskivanjem CO_2 te se ta praksa danas primjenjuje diljem svijeta što cjevovode čini dovoljno zrelom tehnologijom za planiranje i razvoj infrastrukture CCUS-a (IEA GHG, 2014). Posljednjih nekoliko godina, uloga CCUS tehnologije pridobiva sve veći globalni politički interes u postizanju zadanih klimatskih ciljeva. Do nedavno su glavni pokretač izgradnje CO_2 cjevovoda bili EOR projekti, dok se danas u obzir uzima i trajno skladištenje kako bi se postigli zadani ciljevi smanjenja emisija stakleničkih plinova te korištenje CO_2 u industrijske svrhe (proizvodnja građevinskih materijala, kemikalija, hrane i pića, itd.). Prvo komercijalno postrojenje za izdvajanje CO_2 pušteno je u rad 1996. godine kada je kompanija Statoil u Norveškoj počela skladištiti CO_2 s plinskog polja „Sleipner West“ u vodonosnike u Sjevernom moru (Herzog, 2000). Do danas je na Sjevernom moru izgrađena mreža cjevovoda za transport CO_2 ukupne duljine >45000 km (IEA GHG, 2014). Nadalje, u tablici 2-1. je prema studiji IEA GHG iz 2014. navedeno nekoliko projekata cjevovoda CO_2 sa svojim glavnim karakteristikama.

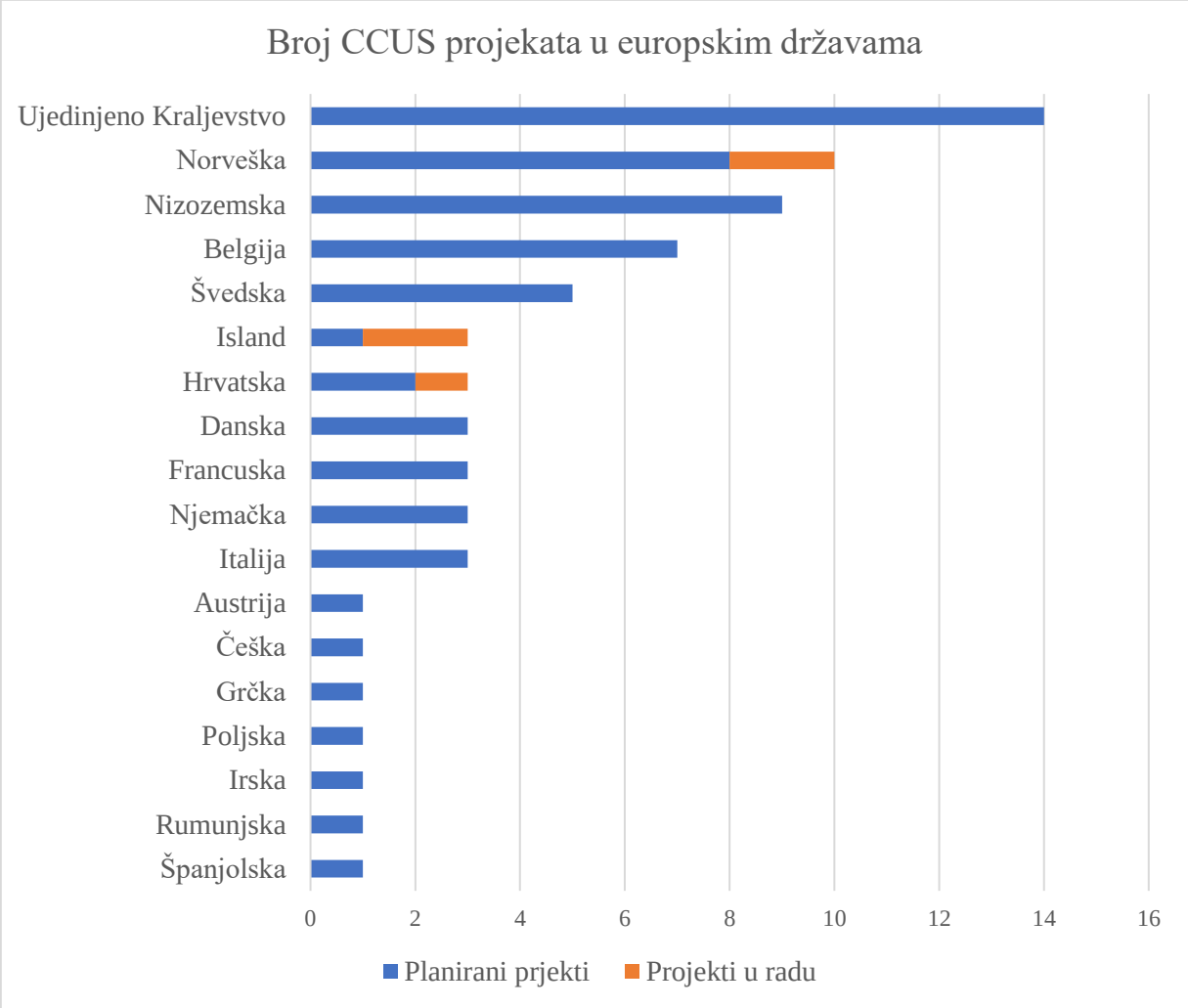
Tablica 2-1. Projekti cjevovoda CO_2 u svijetu (IEA GHG, 2014)

PROJEKT	DRŽAVA	STATUS	DULJINA (km)	KAPACITET (Mt/god.)	PONOR
SJEVERNA AMERIKA					
CO_2 Slurry	Kanada	Planiran	N/A	N/A	EOR
Quest	Kanada	Planiran	84	1,2	Duboki slani vodonosnici
Alberta Trunk Line	Kanada	Planiran	240	15	N/A
Weyburn	Kanada	U radu	330	2	EOR
Saskpower Boundary Dam	Kanada	Planiran	66	1,2	EOR
Beaver Creek	SAD	U radu	76	N/A	EOR
Monell	SAD	U radu	52,6	1,6	EOR
Bairoil	SAD	U radu	258	23	N/A
Salt Creek	SAD	U radu	201	4,3	EOR
Sheep Mountain	SAD	U radu	656	11	CO_2 čvorište
Slaughter	SAD	U radu	56	2,6	EOR
Cortez	SAD	U radu	808	24	CO_2 čvorište
Central Basin	SAD	U radu	231,75	27	CO_2 čvorište

Canyon Reef Carriers	SAD	U radu	354	N/A	N/A
Choctaw (NEJD)	SAD	U radu	294	7	EOR
Decatur	SAD	U radu	1,9	1,1	Duboki slani vodonosnici
EUROPA					
Snovit	Norveška	U radu	153	0,7	Pješčenjaci
Peterhead	UK	Planiran	116	10	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
Longannet	UK	Otkazan	380	2	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
White Rose	UK	Planiran	165	20	Duboki slani vodonosnici
Kingsnorth	UK	Otkazan	270	10	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
ROAD	Nizozemska	Planiran	25	5	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
Barendrecht	Nizozemska	Otkazan	20	0,9	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
OCAP	Nizozemska	U radu	97	0,4	Smanjenje GHG emisija
Janschwalde	Njemačka	Otkazan	52	2	Duboki slani vodonosnici
Lacq	Francuska	U radu	27	0,06	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
OSTATAK SVIJETA					
Rhourde Nouss-Quartzites	Alžir	Planiran	30	0,5	Iscrpljena naftna/plinska ležišta
Qinshui	Kina	Planiran	116	0,5	Crpljenje metana iz ležišta ugljena
Gorgon	Australija	Planiran	8,4	4	Pješčenjaci

U Europi CCUS predstavlja jednu od ključnih tehnologija za realizaciju zadanih klimatskih ciljeva. Radi velike ekološke osviještenosti, Europska unija je Zelenim europskim planom 2020. godine (engl. *EU Green Deal*) zadala vrlo ambiciozne klimatske ciljeve smanjenja emisija stakleničkih plinova za 55% do 2030. godine i postizanja klimatske neutralnosti do 2050. godine. Razvoj CCUS-a je tako potaknut različitim političkim utjecajima, a najviše Direktivom 2003/87/EC o uspostavljanju sustava trgovanja emisijskim jedinicama (engl. *European Emissions Trading System, EU ETS*) koju je kasnije zamijenila Direktiva (EU) 2018/410. Uspostavljanjem prvog tržišta ugljikom u svijetu, poboljšana je ekonomska održivost CCUS projekata zbog čega broj planiranih projekata sve više raste. Time je došlo do stvaranja novih poslovnih modela poput izravne konverzije CO_2 u druge proizvode i doprinosa proizvodnji niskougljičnog vodika kojem se sve više pridodaje na važnosti. Za bolje razumijevanje buduće uloge CCUS-a u Europi, prema IOGP-u (engl. *International Association of Oil & Gas Producers*) priložen je popis CCUS projekata u europskim državama iz studenog 2021. godine

u prilogu 2-1. ovog rada. Važno je napomenuti da su od ukupno 65 planiranih i 5 komercijalno primjenjivih projekata, svi već primijenjeni ili se nastoje primijeniti u energetskom i industrijskom sektoru. Prema broju planiranih projekata, Ujedinjeno Kraljevstvo se najviše zalaže za razvoj CCUS-a s ukupno 14 planiranih projekata (slika 2-1.), a slijede Norveška, koja uz dva operativna CCUS projekta na Sjevernom moru planira još njih osam, zatim Nizozemska, Belgija, Švedska i ostale zemlje.



Slika 2-1. Pregled planiranih i operativnih CCUS projekata u Europi (IOGP, 2021)

Na IOGP-ovoj listi se nalazi i Hrvatska s ukupno 3 projekta od kojih je jedan u komercijalnoj primjeni u sklopu CO_2-EOR projekta na naftnim poljima Ivanić i Žutica, a dva su planirana pod nazivima iCORD i projekt Bio-rafinerija. Projektom iCORD se planira izdvajati CO_2 iz postrojenja za proizvodnju umjetnih gnojiva u Kutini i iz tvornice cementa u Našicama koji bi

se utiskivao u naftna polja Panonskog bazena za CO_2-EOR. Drugi CCUS projekt je Bio-rafinerija koji podrazumijeva izgradnju novog cjevovoda na trasi postojećeg plinovoda koji bi transportirao CO_2 iz rafinerije Sisak koja proizvodi bioetanol do iscrpljenih naftnih ležišta u Savskoj depresiji. Potencijal razvoja CCUS infrastrukture u Hrvatskoj detaljno je proučen u sklopu istraživačkog projekta STRATEGY CCUS iz 2019. godine čiji je glavni cilj razvoj infrastruktura CCUS-a unutar perspektivnih regija južne i istočne Europe, među kojima je i Republika Hrvatska, te njihovo međusobno povezivanje zajedno s postojećom CCUS infrastrukturom na Sjevernom moru kako bi se u konačnici doprinijelo razvoju cjelovitog sustava CCUS-a u Europi.

3. IZVORI EMISIJA UGLJIKOVOG DIOKSIDA U RH

Prema javno dostupnim podacima iz „Registra onečišćavanja okoliša" na internetskim stranicama Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja, zadnji dostupni podaci emisija onečišćujućih tvari u okoliš su iz 2020. godine. Količine emisija CO_2 u RH su 2019. godine ukupno iznosile 8.835.858.250,95 kg/god. tj. 8,8 Mt CO_2/god. što čini 99, 68% udjela ukupnih emisija onečišćujućih tvari u atmosferu. Industrijski izvori CO_2 koji će ulaziti u tehno-ekonomsku analizu projektiranja mreže cjevovoda za transport CO_2 u Hrvatskoj u sklopu CCUS-a, odabrani su na temelju nekoliko kriterija:

- pripadaju regiji Sjeverna Hrvatska,
- emitiraju ≥ 0,1 Mt CO_2 na godišnjoj razini i
- izvori CO_2 priključeni na plinski transportni sustav Plinacro-a,
- smješteni u blizini potencijalnih trasa transporta CO_2 ili skladišta CO_2,
- vrlo teško podložni dekarbonizaciji industrijskog procesa ili uopće nemaju mogućnosti i
- pripadaju sustavu EU ETS.

Odabrani izvori CO_2 koji zadovoljavaju navedene kriterije dani su u tablici 3-1. zajedno sa količinama CO_2 koje emitiraju na godišnjoj razini čiji je ukupni iznos 4,12 Mt CO_2/god. Pregledom emitera CO_2, uočava se da je navedena i rafinerija nafte Rijeka koja se nalazi u obalnom području sjevernog Jadrana te ne zadovoljava prvi navedeni kriterij. No bez obzira na to, kao jedan od najvećih emitera s 0,71 Mt CO_2 u 2019. godini predstavlja vrlo bitan čimbenik u ekonomskoj izvedbi cjelokupnog projekta. Jedini gradovi s više izvora su Zagreb i Sisak. U Zagrebu su to elektrane TE-TO Zagreb (0,65 Mt CO_2/god.) i EL-TO Zagreb (0,21 Mt CO_2/god.), a u Sisku elektrana TE-TO Sisak (0,3 Mt CO_2/god.) i Rafinerija nafte Sisak (0,31 Mt CO_2/god.). U elektroenergetski sektor pripada još jedna elektrana koja se nalazi u Osijeku, a to je TE-TO Osijek s 0,11 Mt CO_2/god. Ostali industrijski sektori su cementara u Našicama koja je u 2019. ispuštala 0,67 Mt CO_2 i proizvodnja gnojiva i dušičnih spojeva "Petrokemija" u Kutini s emisijama od 0,82 Mt CO_2/god. koji su ujedno i najveći emiteri, zatim sektor prerade nafte i plina s objektom prerade prirodnog plina u Molvama čije su emisije CO_2 2019. iznosile 0,25 Mt/god. te na kraju tvornica stakla u Humu na Sutli s emisijama 0,1 Mt CO_2/god.

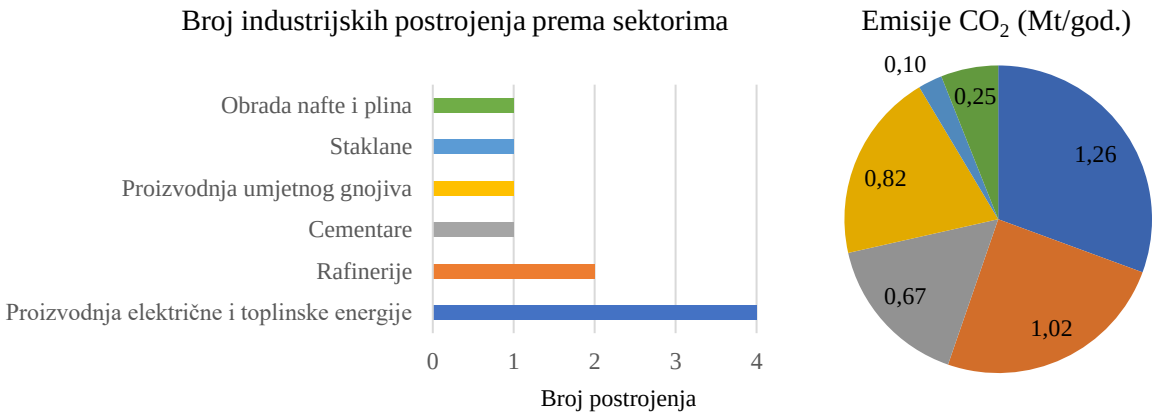
Tablica 3-1. Izvori emisija CO_2 u RH ≥ 0,1 Mt/god. (http://roo.azo.hr/rpt.html, 2020)

INDUSTRIJSKI IZVOR	OPERATER	GRAD	Mt CO_2/god.	PROMJENA 2018/2019 g. (%)
Postrojenje za proizvodnju gnojiva i dušičnih spojeva	Petrokemija d.d.	Kutina	0,82	10%
Rafinerija nafte Urinj	INA-Industrija nafte d.d.	Rijeka	0,71	-29%
Tvornica cementa	NEXE d.d. za proizvodnju građevinskih materijala	Našice	0,67	3%
Termoelektrana-toplana Zagreb	HEP-Proizvodnja d.o.o.	Zagreb	0,65	18%
Rafinerija nafte Sisak	INA-Industrija nafte d.d.	Sisak	0,31	-1%
Termoelektrana-toplana Sisak	HEP-Proizvodnja d.o.o.	Sisak	0,30	5%
Objekti prerade plina Molve	INA-Industrija nafte d.d.	Virje	0,25	-16%
Elektrana-toplana Zagreb	HEP-Proizvodnja d.o.o.	Zagreb	0,21	-2%
Termoelektrana – toplana Osijek	HEP-Proizvodnja d.o.o.	Osijek	0,11	-3%
Tvornica stakla	Vetropack Straža d.d.	Hum na Sutli	0,10	-1%

Trendovi kretanja emisija CO_2 u odnosu na podatke o emisijama iz 2018. godinu pokazuju da su četiri izvora u porastu među kojima najveći porast bilježi TE-TO Zagreb od 18% a zatim i Petrokemija u Kutini od 10%. S druge strane, šest izvora bilježe pad emisija CO_2 od kojih rafinerija nafte Rijeka (-29%) i objekti prerade plina Molve (-16%) bilježe značajnija smanjenja emisija CO_2, dok je na ostalim izvorima smanjenje skoro pa neprimjetno (tablica 3-1.). Bez obzira na smjer kretanja trendova emisija, elektrane i rafinerije su i dalje dominantni emiteri kako u broju postrojenja tako i u količinama emisija (tablica 3-2. i slika 3-1.). Proizvodnja električne i toplinske energije uključuje četiri plinske termoelektrane, sektor rafinerija predstavljen je s dvije rafinerije nafte dok sve ostale industrijske sektore predstavlja po jedno postrojenje.

Tablica 3-2. Pregled emisija CO_2 prema industrijskim sektorima u RH (http://roo.azo.hr/rpt.html, 2020)

SEKTOR	Mt CO_2/god.	UDIO EMISIJA CO_2
Proizvodnja električne i toplinske energije	1,26	31%
Rafinerije	1,02	25%
Cementare	0,67	16%
Proizvodnja umjetnog gnojiva	0,82	20%
Staklane	0,10	3%
Obrada nafte i plina	0,38	6%



Slika 3-1. Grafički prikaz emisija CO_2 prema industrijskim sektorima RH u 2020. godini

4. SKLADIŠNI KAPACITETI U RH

Dostupnost dovoljno velikog kapaciteta za skladištenje izdvojenog CO_2 iz navedenih izvora, od velike je važnosti kako bi izvedba CCUS-a bila uspješna, a time i značajnije doprinijela smanjenju emisija CO_2. Osim o karakteristikama ležišta, broju utisnih bušotina i ležišnom tlaku, kapacitet utiskivanja koji se može postići mora se uskladiti s ukupnom količinom izdvojenog CO_2. Kako bi iskoristivost skladišnog kapaciteta bila učinkovita, uobičajeno je da se CO_2 utiskuje na minimalnoj dubini od 800 metara. Razlog tome je što se volumen CO_2 smanjuje s porastom dubine do 800 m kada postigne kritični volumen (V_c=0,00214 m^3/kg) koji daljnjim porastom dubine ostaje približno konstantan (Global CCS Institute, 2012). Stoga je poželjno da se CO_2 prethodno komprimira u nadkritično stanje i da se kao takav skladišti na dubinama većim od 800 m kako bi zadržao svoj kritični volumen pri čemu zauzima manji volumen skladišta.

Dva glavna tipa skladišta CO_2 u Hrvatskoj su iscrpljena ležišta ugljikovodika i duboki slani vodonosnici Savske i Dravske depresije. Općenito, najveće skladišne kapacitete za utiskivanje CO_2 pružaju duboki slani vodonosnici (WRI, 2008). Međutim, bez obzira što iscrpljena naftna/plinska ležišta imaju značajno manje skladišne kapacitete, svejedno imaju veći potencijal za primjenu u sklopu CCUS-a zbog sljedećih prednosti:

- Dostupni su pouzdani podaci o geologiji te o svojstvima ležišta i fluida,
- Postoje bušotine koje se mogu prenamijeniti u utisne i omogućiti pristup ležištu, čime se troškovi bušenja i opremanja svode na minimum,
- Mogućnost korištenja CO_2 za EOR projekte (engl. *Enhanced Oil Recovery, EOR*).

Ono što karakterizira hrvatska naftna polja je kontinuirani pad proizvodnje s godinama i sve bliži kraj proizvodnog vijeka. Iako prihodi od proizvodnje nafte u Hrvatskoj kontinuirano opadaju, upravo iz tog razloga iscrpljena naftna ležišta predstavljaju glavni resurs za razvoj CCUS-a i komercijalnu primjenu ugljikovog dioksida za EOR projekte. EOR se definira kao postupak koji uključuje utiskivanje fluida (npr. CO_2, dušik, plinoviti ugljikovodici, itd.) u naftno ležište u svrhu proizvodnje dodatne količine nafte. Primjenjuje se kada zasićenje ležišta naftom padne do te razine da se više ne može proizvoditi konvencionalnim metodama (eruptivno, zavodnjavanjem, plinskim liftom, itd.). Dominantna EOR metoda je upravo utiskivanje CO_2 u uvjetima miješanja (CO_2-EOR), kao metoda pogodna za najširi raspon ležišnih uvjeta (Smontara i Bilić-Subašić, 2014), a posebno je atraktivna u posljednje vrijeme budući da se uz povećanje prihoda dodatnim iscrpkom nafte, utisnuti CO_2 skladišti i time izolira od atmosfere. Primarni

cilj CO_2-EOR je povećati iscrpak nafte, a ne skladištenje CO_2. Međutim, CO_2 biva trajno uskladišten u pornom prostoru koji je nekada sadržavao ugljikovodike. CO_2-EOR se primjenjuje gotovo 50 godina te je trenutno aktivno više od 40 projekata od kojih se većina nalazi u Sjedinjenim Američkim državama (Kearns et al., 2021). Stoga se može reći da je do danas stečeno bogato znanje i iskustvo, što EOR čini zrelom tehnologijom. Ova tercijarna metoda proizvodnje čini oko 20% globalne proizvodnje nafte (IEA, 2019). Kako bi CO_2 bio upotrjebljiv za EOR, potrebno je izdvojiti primjese, komprimirati i ohladiti ga kako bi se formirao superkritični fluid kojeg se utiskuje u ležište iznad minimalnog tlaka miješanja (engl. *minimum miscibility pressure, MMP*). To je tlak pri kojem se CO_2 počinje miješati s naftom i mijenjati joj fizikalna svojstva poput smanjenja viskoznosti nafte što u konačnici povećava njen iscrpak. Da bi naftna polja bila pogodna za EOR metodu utiskivanja CO_2, trebaju ispunjavati određene kriterije (tablica 4-1.). Neki od osnovnih kriterija za primjenu CO_2-EOR-a uključuju svojstva nafte i karakteristike ležišta poput gustoće, viskoznost i sastav nafte, zasićenost ležišta naftom, efektivna debljina, propusnost, temperatura i dubina ležišta (Smontara i Bilić-Subašić, 2014).

Tablica 4-1. Kriteriji primjenjivosti CO_2-EOR metode (Smontara i Bilić-Subašić, 2014)

	KRITERIJ	VRIJENDOSTI
SVOJSTVA LEŽIŠNOG FLUIDA	Gustoća nafte pri površinskim uvjetima (kg/m^3)	<922
	Viskoznost nafte u ležištu (mPa*s)	<10
	Sastav nafte (udio pojedinih frakcija)	visok udio od C_5 do C_{12}
SVOJSTVA LEŽIŠTA	Zasićenje ležišta naftom (% pornog volumena)	>30
	Efektivna debljina ležišta (m)	Širok spektar
	Dubina ležišta (m)	>760
	Prosječna apsolutna propusnost ležišta (mD)	Ne utječe
	Temperatura ležišta (°C)	<121
	Litološki sastav ležišnih stijena	pješčenjak/karbonat

S obzirom da pripadaju kategoriji iscrpljenih ležišta, naftna ležišta u RH imaju vrlo veliki potencijal za razvoj CO_2-EOR projekata, a time i CCUS-a. U svrhu lakšeg planiranja i izgradnje cjevovodnog transportnog sustava za CO_2 u RH, primarni kriterij za odabir skladišnih jedinica je povezanost iscrpljenih naftnih polja s izvorima CO_2 plinskim transportnim sustavom. Stoga je za istočnu regiju panonske Hrvatske odabrano naftno polje Beničanci, dok je za zapadnu regiju odabrano naftno polje Ivanić zajedno sa Žuticom na kojima već postoji infrastruktura za

EOR. Postojeći EOR u Hrvatskoj je jedan od najvažnijih ulagačkih projekata u proizvodnji nafte i plina koji osim poboljšanog iscrpka nafte doprinosi i niskougljičnom gospodarskom razvoju RH. Stoga je u nastavku ukratko objašnjen rad postrojenja EOR-a na naftnim poljima Ivanić i Žutica.

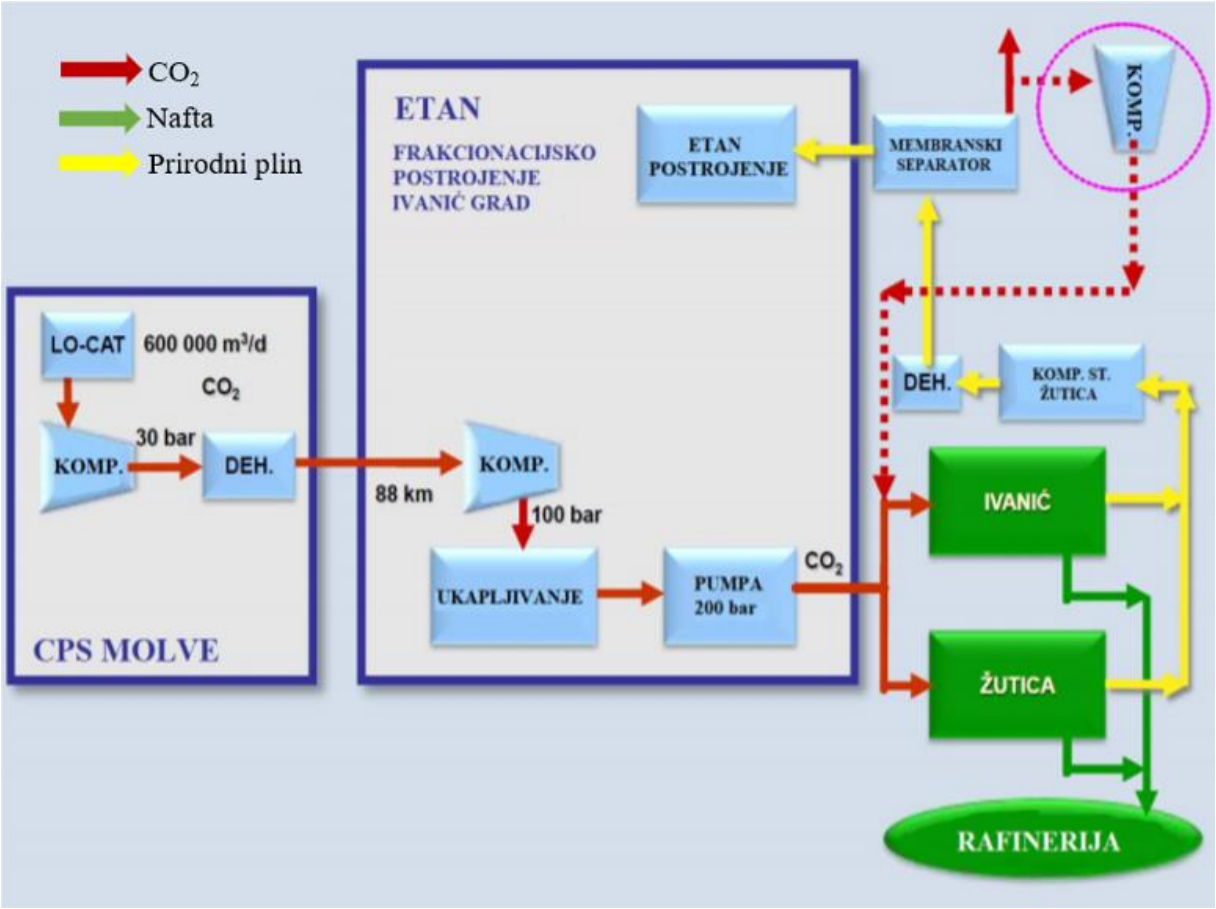
4.1. CO_2-EOR projekt na naftnim poljima Ivanić i Žutica

INA d.d. je 2012. godine započela s izgradnjom pojedinih komponenti za EOR projekt na naftnim poljima Ivanić i Žutica koji koristi proces naizmjeničnog utiskivanja CO_2 i vode. INA je jedna od nekoliko kompanija u Europi koja koristi EOR metodu kako bi istovremeno iskoristila potencijal zrelih eksploatacijskih polja ugljikovodika i trajno uskladištila CO_2 u naftna ležišta s ciljem smanjenja emisija CO_2 u atmosferu. Cjelovit sustav EOR projekta Ivanić i Žutica s procesom komprimiranja, transporta i utiskivanja CO_2, shematski je prikazan na slici 4-1. Projekt se sastoji od 3 procesne jedinice čija je izgradnja završena 2014. godine, a to su:

1. Dehidracijska kolona i kompresorska stanica u sklopu centralne plinske stanice Molve (CPS Molve),
2. Kompresorska stanica, sustav za ukapljivanje i pumpna stanica u sklopu procesnog postrojenja Etan u Ivanić Gradu (PP Etan) i
3. Sustav cjevovoda za distribuciju CO_2 od PP Etan do utisnih bušotina na naftnim poljima Ivanić i Žutica.

Izvor CO_2 je objekt prerade plina na CPS Molve na kojoj se prikuplja i obrađuje prirodni plin i plinski kondenzat s visokim sadržajem CO_2 proizvedeni s plinskih polja Molve, Kalinovac, Stari Gradac i Gola Duboka. Kako bi se CO_2 izdvojio iz prirodnog plina koristi se apsorpcija s 40%-tnom otopinom metildietanolamina (MDEA) (Novosel et al., 2020). Nadalje, izdvojeni CO_2 se na CPS Molve dodatno pročišćava filtracijom, zatim komprimira na tlak od 30 bara nakon čega se izdvaja tekuća faza u dehidracijskoj koloni kako bi CO_2 bio spreman za transport do PP Etan u Ivanić Gradu. Transport CO_2 se odvija u plinovitoj fazi 30-barskim plinovodom DN500 promjera 20 inča, duljine 88 kilometara i maksimalnog kapaciteta 600 000 m^3/dan (https://molgroup.info, 2017). Na PP Etan se u sklopu EOR-a nalazi kompresorska stanica za komprimiranje CO_2 na tlak od 100 bara, sustav za ukapljivanje CO_2 te pumpna stanica koja osigurava dopremu CO_2 cjevovodima do utisnih bušotina na naftnim poljima Ivanić i Žutica. Sustavom cjevovoda za distribuciju CO_2 do utisnih bušotina, dnevno protječe do 600.000 m^3, te

je ukupne dužine preko 40 km i radnog tlaka do 200 bar kako bi se osigurali uvjeti za formiranje superkritičnog CO_2 (Novosel et al., 2020). Kao krajnji proizvodi EOR-a, nafta se otprema u rafineriju dok se prirodni plin komprimira i dehidrira nakon čega ulazi u membranski separator u kojem se izdvaja CO_2 proizveden zajedno s prirodnim plinom. Izdvojeni CO_2 se vraća natrag u EOR proces dok se prirodni plin otprema u PP Etan odakle ulazi u plinski transportni sustav.



Slika 4-1. Shematski prikaz tehnološkog procesa EOR projekta na proizvodnim naftnim poljima Ivanić i Žutica (https://molgroup.info, 2017)

EOR projekt je započeo s radom 2014. godine na polju Ivanić te 2015. godine na polju Žutica Sjever, a od 2020. godine započelo je utiskivanje CO_2 i na polju Žutica Jug. Od početka EOR-a pa do danas, proizvodnja polja Ivanić povećana je 2 puta, a Žutica Sjever 5 puta. U sedam godina, koliko INA provodi ovaj projekt, utisnuto je 1,2 milijarde m^3 tj. 2,3 milijuna tona CO_2 (Fasimon, 2021)

5. FIZIKALNA SVOJSTVA UGLJIKOVOG DIOKSIDA

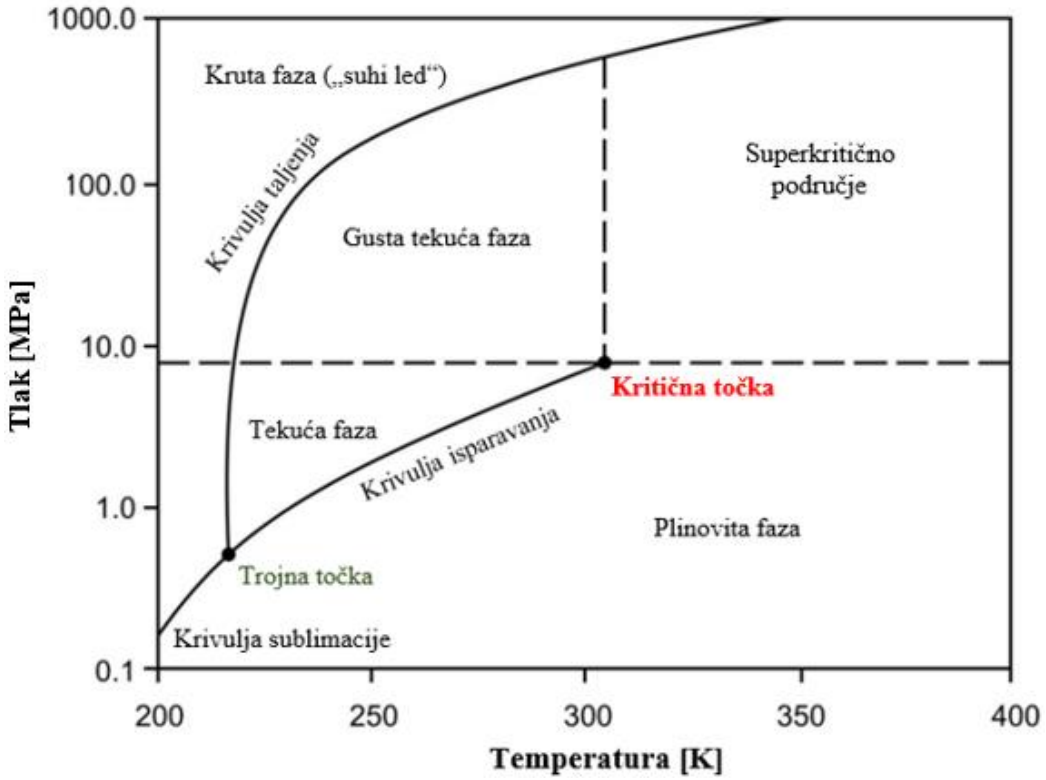
Ugljikov dioksid je kemijski spoj ugljika i kisika koji je pri standardnim uvjetima tlaka i temperature u plinovitom stanju. Također, ne podržava gorenje, teži je od zraka te je bezbojan plin bez okusa i mirisa. Vrijednosti bitnih fizikalnih svojstava CO_2 za projektiranje i rad cjevovoda prikazana su u tablici 5-1. Svojstvo CO_2 koje je od velike koristi za njegov transport je nadkritično svojstvo.

Tablica 5-1. Fizikalna svojstva CO_2 (Det Norske Veritas, 2010)

FIZIKALNO SVOJSTVO	VRIJEDNOST
Molarna masa, M	44,01 g/mol
Kritični tlak, p_c	73,8 bar
Kritična temperatura, T_c	31,1°C
Tlak trojne točke	5,18 bar
Temperatura trojne točke	-56,5°C
Topivost u vodi @ 25°C; 1 bar	1,45 g/L
Gustoća plina @ 0°C; 1 bar, ρ_g	1,98 kg/m^3
Kritična gustoća, ρ_c	467 kg/m^3
Gustoća tekućine @ 0°C; 70 bar, ρ_l	995 kg/m^3
Vrelište @ 1 bar	-79 °C
Latentna toplina isparavanja @ -79°C; 1 bar	571 kJ/kg
Gustoća krutine @ temperatura ledišta, ρ_s	1562 kg/m^3
Boja	Bezbojan

Fizikalna svojstva CO_2 određuju njegovo ponašanje u različitim procesima i pripadajućim uvjetima. Stoga, za postizanje sigurnog i učinkovitog transporta potrebno je razumjeti fazno ponašanje CO_2. Na slici 5-1. prikazan je fazni p-T dijagram za čisti CO_2 kojim se određuje agregatno stanje pri različitim vrijednostima tlaka i temperature. Na dijagramu su istaknute dvije točke, trojna točka (0,52 MPa, 217,15 K) i kritična točka (7,38 MPa, 304,25 K) koje su međusobno povezane krivuljom isparavanja koja razdvaja plinsku i tekuću fazu. U trojnoj točki (engl. *triple point*) CO_2 može postojati kao krutina, tekućina ili plin. Područje iznad krivulje sublimacije i taljenja označava čvrsto stanje CO_2 poznato još kao suhi led, dok područje ispod krivulje sublimacije i isparavanja označava plinovito stanje. U kombinaciji tlaka i temperature

između krivulje taljenja i isparavanja, CO_2 je u tekućem stanju ali samo do vrijednosti kritičnog tlaka. Ako je tlak veći od kritičnog tlaka a temperatura i dalje niža od kritične temperature, CO_2 prelazi u gusto tekuće stanje. Sljedeća karakteristična točka na dijagramu je kritična točka (engl. *critical point*) koja predstavlja uvjete kritične temperature i kritičnog tlaka iznad kojih se CO_2 nalazi u superkritičnom području. U gustom tekućem i superkritičnom stanju, CO_2 posjeduje superkritično svojstvo odnosno ima viskoznost plina, a gustoću tekućine. Iz ekonomskih razloga većina CCS projekata zahtijeva transport CO_2 u superkritičnom stanju jer bi transport velikih količina u plinovitoj fazi zahtijevao cjevovode znatno većeg promjera za isti maseni protok uz značajnije padove tlaka (Jensen et al., 2014). Pri tome je izuzetno bitno da su u cjevovodu osigurani radni uvjeti veći od kritičnog tlaka kako bi se izbjegla pojava dvofaznog protoka te promjene faznog stanja svele na minimum. U nastavku ovog diplomskog rada upravo će se razmatrati transport CO_2 u superkritičnom/gustom tekućem stanju.

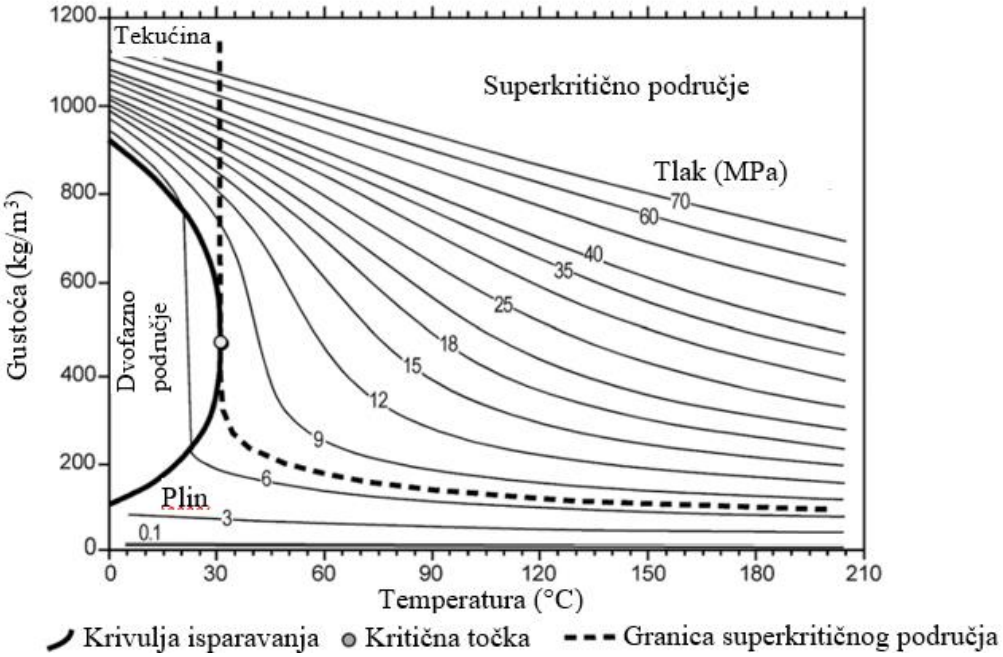


Slika 5-1. Fazni p-T dijagram za čisti CO_2 (Witkowski et al., 2014)

Osim faznog ponašanja, važno je razumjeti fizikalna svojstava CO_2 kao što su gustoća, viskoznost i stlačivost koji su primarni ulazni parametri tehnološkog proračuna dimenzioniranja cjevovoda i kompresorskih stanica.

a) Gustoća

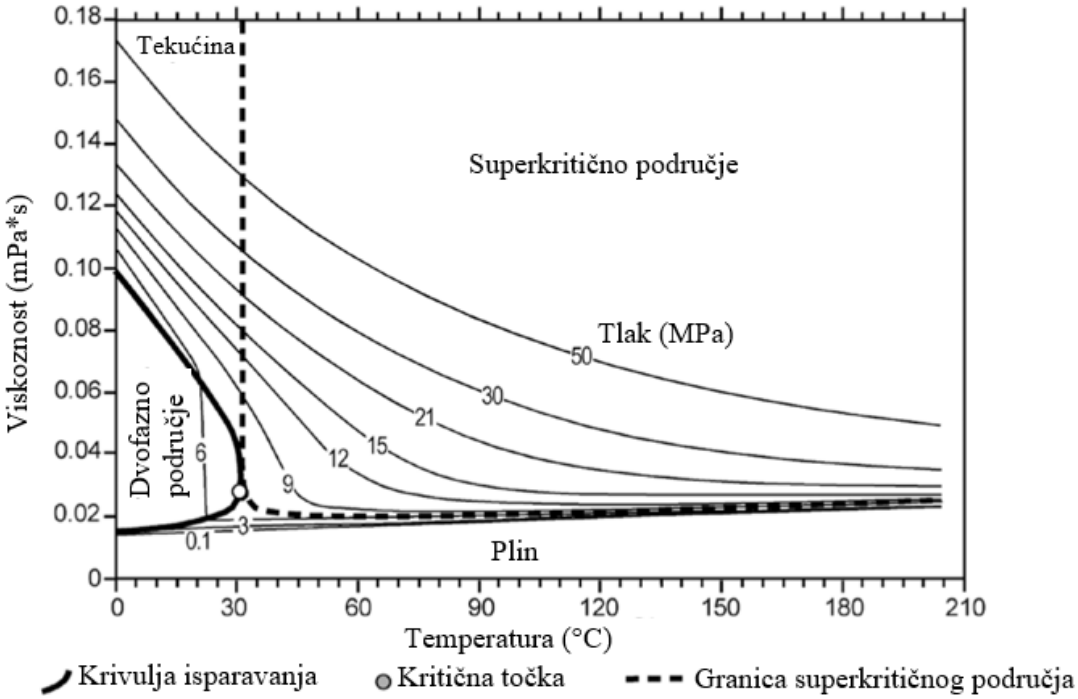
Općenito, gustoća se smanjuje porastom temperature i padom tlaka. Slika 5-2. prikazuje gustoću CO_2 kao funkciju radnih uvjeta tlaka i temperature u cjevovodu. Zbog nelinearnog ponašanja u dvofaznom području, samo mala promjena uvjeta u blizini kritične točke može rezultirati značajnom promjenom gustoće. Pri stalnoj temperaturi smanjenjem tlaka CO_2 ulazi u dvofazno područje plinovite i tekuće faze pri čemu mu se gustoća naglo smanjuje, a u slučaju kada je tlak stalan gustoća se naglo smanjuje porastom temperature. Nadalje, održavanjem tlačnih uvjeta transporta većim ili jednakim kritičnom tlaku CO_2, superkritični CO_2 svojom velikom gustoćom zauzima znatno manji kapacitet cjevovoda nego što bi to bilo u slučaju plinovitog CO_2, što dovodi do toga da se mogu dimenzionirati cjevovodi manjeg promjera za transport iste količine.



Slika 5-2. Ovisnost gustoće CO_2 o tlaku i temperaturi (Metz et al., 2005)

b) Viskoznost

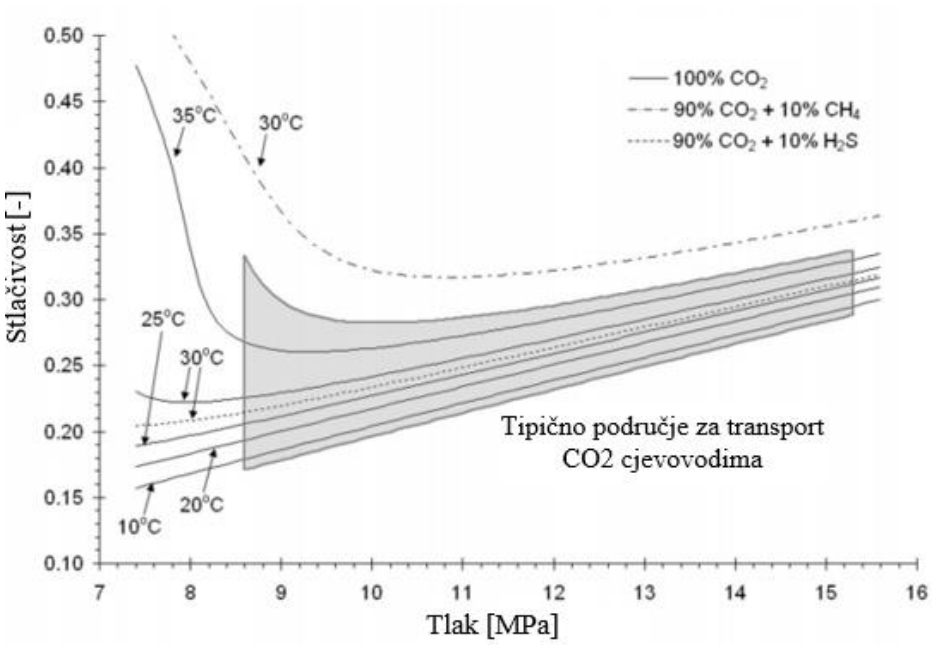
Viskoznost fluida se općenito smanjuje porastom temperature i smanjenjem tlaka bez obzira na prisutnost primjesa. Slika 5-3. prikazuje ovisnost viskoznosti CO_2 o radnim uvjetima tlaka i temperature u cjevovodu. Što je manja viskoznost to je veća učinkovitost transporta cjevovodima jer se smanjuju otpori protjecanja, a time i pad tlaka u cjevovodu zbog čega se teži da je CO_2 u superkritičnom stanju. Kao i kod gustoće, uvijek se nastoji izbjeći nelinearno ponašanje dvofaznog područja u kojem su promjene viskoznosti značajne.



Slika 5-3. Ovisnost viskoznosti CO_2 o tlaku i temperaturi (Metz et al., 2005)

c) Stlačivost

Stlačivost je svojstvo tvari da smanji volumen pri povećanju tlaka. Slika 5-4. prikazuje kako je stlačivost CO_2 nelinearna u malom rasponu temperatura i u relativno malom rasponu tlakova koji su približni kritičnom tlaku čistog CO_2 (7 do 8,6 MPa). Na dijagramu se uočava i kako je stlačivost CO_2 osjetljiva na prisutnost primjesa. Pri temperaturi od 30°C, smjesa od 90% CO_2 i 10% CH_4 ima veću stlačivost od čistog CO_2 dok je za smjesu od 90% CO_2 i 10% H_2S manja. Kako bi se poteškoće pri projektiranju i radu cjevovoda svele na minimum te se izbjegle nagle promjene stlačivosti CO_2, preporučuje se da radni tlak u cjevovodu bude veći od 8,6 MPa odnosno unutar označenog raspona tlaka tipičnog za transport cjevovodima u kojem je promjena faktora Z pretežito linearna (Witkowski et al., 2014).



Slika 5-4. p-T dijagram promjene stlačivosti CO2 i njegovih binarnih smjesa (Witkowski et al., 2014)

5.1. Utjecaj primjesa na svojstva ugljikovog dioksida

Izdvojeni CO_2 iz dimnih plinova bilo kojeg industrijskog postrojenja koji će se kasnije transportirati u sklopu CCUS-a naziva se antropogeni obzirom da nastaje ljudskom djelatnošću. Svi ostali kemijski spojevi izuzev CO_2 nazivaju se primjesama. Njihova prisutnost mijenja fazno ponašanje CO_2, a time utječu i na dimenzioniranje i rad cjevovodnog sustava. Idealan slučaj je da se transportira čisti tj. 100%-tni CO_2 kako bi se uvijek znali kritični tlak i temperatura iznad kojih se pojavljuje superkritična faza, no to nije uvijek slučaj. Najčešće primjese su H_2S, NO_x, SO_x, CO, H_2O, N_2, O_2 i H_2 (IEA GHG, 2004). Količina i vrsta primjesa koje se mogu pojaviti zajedno s izdvojenim CO_2 iz industrijskih izvora ovisi o vrsti goriva i procesu pretvorbe energije koje koriste pojedini industrijski emiteri te o primijenjenoj tehnologiji kaptiranja CO_2 (Buit et al., 2009).

Primjese mogu imati negativan učinak za cjevovodni transport na nekoliko načina (ZEP, 2020):

- Termodinamička svojstva smjese - može dovesti do većih troškova kompresije u usporedbi s transportom čistog CO_2 i povećati potrebni radni tlak cjevovoda za transport.
- Integritet cjevovoda (korozija) - slobodna voda zajedno s CO_2 prouzročit će koroziju cjevovoda, dok tada ostale primjese mogu samo doprinijeti procesu.

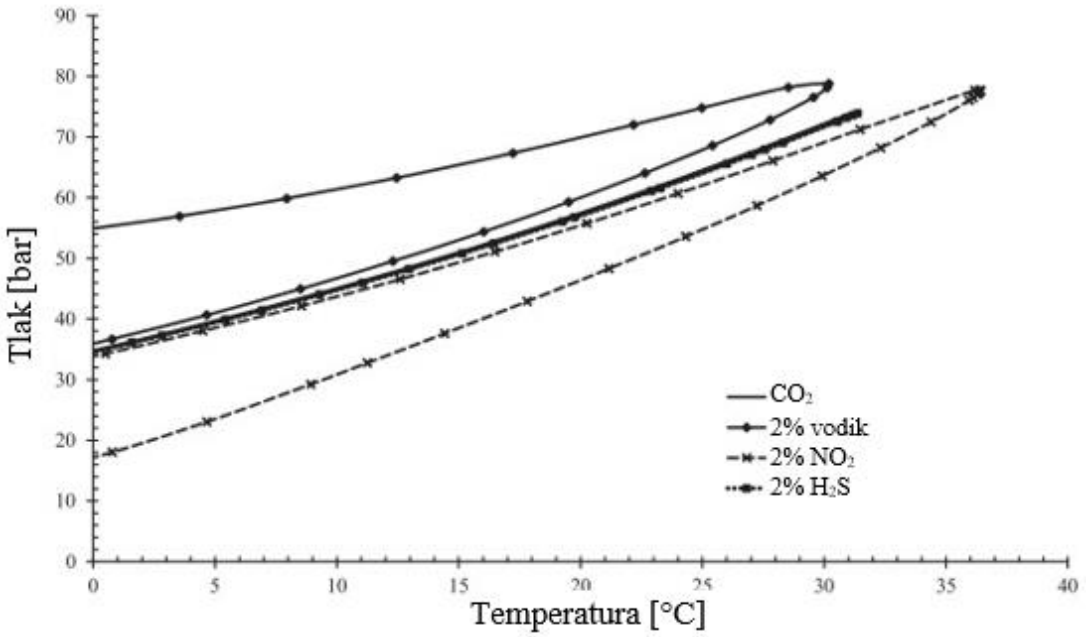
• Sigurnost – Neke primjese predstavljaju prijetnju zdravlju ljudi i okolišu. Pri slučajnom ili namjernom ispuštanju CO_2 (npr. odzračivanje ili pročišćavanje cjevovoda), primjese će se također osloboditi u atmosferu.

Glavni učinak primjesa je pomicanje faznih granica CO_2, a time i povećanje dvofaznog područja koje se tijekom transporta uvijek nastoji izbjeći. Stoga, ovisno o kritičnom tlaku i kritičnoj temperaturi, primjese koje su navedene u tablici 5-2., mijenja se kritična točka smjese CO_2 što u konačnici uvjetuje dizajn cjevovodne mreže.

Tablica 5-2. Kritične temperature i kritični tlakovi pojedinih primjesa i njihov utjecaj na promjenu faznog ponašanja CO_2 (Wetenhall et al., 2014)

PRIMJESA	MOLARNA MASA	KRITIČNA TEMPERATURA (°C)	KRITIČNI TLAK (bar)	POMAK DVOFAZNOG PODRUČJA
H_2	2	-240,0	13,0	Iznad dvofaznog područja CO_2
N_2	28	-147,0	33,9	
CO	28	-140,35	35,0	
Ar	40	-122,4	48,7	
O_2	32	-118,6	50,4	
CH_4	16	-82,8	46,0	
CO_2	44	31,0	74,1	
H_2S	34	100,1	89,4	Ispod dvofaznog područja CO2
SO_2	64	157,7	78,8	
NO_2	46	157,9	101,0	

Primjese s kritičnom točkom nižom od one za CO_2 snižavaju kritičnu točku smjese u odnosu na čisti CO_2, dok je primjese s višom kritičnom temperaturom povisuju, što je i vidljivo na slici 5-2. Radi povećanja učinkovitosti rada kompresora i pumpi bitno je da smjesa ostane u jednoj fazi. Zbog toga je poželjno održavati tlak u cjevovodu iznad krinkondenbare smjese, odnosno iznad 73,8 bar, kako bi smjesa CO_2 ostala u superkritičnom stanju. Na slici 5-5. je predočeno kako se dvofazno područje pomiče s obzirom na prisutnost različitih primjesa. Ako je kritična točka primjese viša od kritične točke CO_2, dvofazno područje smjese će se pomaknuti prema nižim tlakovima tj. ispod dvofaznog područja CO_2 (npr. H_2S i NO_2). Suprotno tome, ako primjese imaju kritičnu točku nižu od CO_2 (npr. H_2), dvofazno područje će se pomaknuti prema većim tlakovima tj. iznad dvofaznog područja CO_2, zbog čega je potrebno uspostaviti veći radni tlak cjevovoda kako bi CO_2 ostao u gustoj fazi (Metz et al., 2005).



Slika 5-5. Fazni dijagrami za binarne smjese CO_2 i 2% H_2, NO_2 i H_2S (Wetenhall et al., 2014)

Može se zaključiti da određene vrste primjesa povećavaju kritičnu točku CO_2, što rezultira visokom potrebom energijom za rad kompresora i pumpi, a time i većim operativnim troškovima mreže cjevovoda (B. Wetenhall et al., 2014). Osim toga, mogu povećati i dvofazno područje smjese, povećavajući time rizik prelaska jednofaznog superkritičnog CO_2 u dvofazno stanje ukoliko dođe do pada tlaka u cjevovodu. Da bi se izbjegao ovaj rizik, radni tlak u cjevovodu mora biti znatno viši od kritičnog tlaka smjese CO_2 s primjesama.

5.2. Kvaliteta CO_2 za transport cjevovodima

Pod kvalitetom CO_2 podrazumijeva se njegova čistoća, odnosno dopuštene koncentracija primjesa u sastavu CO_2 koje negativno utječu na transport cjevovodima i ekonomičnost projekta. U današnjici, većina CO_2 koji se transportira cjevovodima koristi se u svrhu povećanja iscrpka nafte (EOR) što ne zahtjeva strogu čistoću CO_2, a kada je riječ o transportu cjevovodima tada se uglavnom zahtjeva samo sigurnost i učinkovitost (Brownsort, 2019). Trenutačno ne postoje utvrđene specifikacije ili standardi za kvalitetu CO_2, kao što primjerice postoji za prirodni plin, koji definiraju dopuštene razine koncentracija primjesa u sastavu CO_2 koji bi se transportirao u sklopu CCUS projekata. Bez utvrđenog zajedničkog standarda kvalitete CO_2, operatori cjevovoda određuju vlastitu specifikaciju maksimalno dopuštenih koncentracija

primjesa i zahtjeve cjevovoda što je dovelo do velikih razlika u sastavu CO_2 za različite CO_2-EOR projekte (Brownsort, 2019). Takav individualni pristup određivanja kvalitete CO_2 prilagođene svakom projektu može se provoditi u počecima razvoja CCUS-a kada je mali broj projekata u komercijalnom radu. Zbog povećanog međunarodnog interesa za razvoj sustava cjevovoda za transport CO_2 i CCUS projekata, sve više je istaknuta potreba za zajedničkim standardom kvalitete CO_2 za cjevovodni transport, što je dovelo do nekoliko projekata usmjerenima na definiranje preporučenog sastava CO_2 i ispitivanje utjecaja primjesa na cjevovode i pripadajuću opremu. Za primjer će se uzeti europski projekt Dynamis o preporukama kvalitete CO_2 iz 2007. godine (engl. *Dynamis CO_2 Quality Recommendations*) koji preporučuje čistoću CO_2 na temelju zahtjeva cjevovoda za siguran i održiv transport i učinkovito korištenje kapaciteta. Preporučene maksimalne razine koncentracija primjesa koje se pojavljuju u sastavu CO_2, čije prekoračenje može uzrokovati ozbiljne probleme u transportu su prikazane u tablici 5-3.

Tablica 5-3. Dynamis preporučena kvaliteta CO_2 (Visser et al., 2007)

PRIMJESA	KONCENTRACIJA
Ugljikov dioksid (CO_2)	> 95,5 vol. %
Voda (H_2O)	≤0,05 vol. %
Sumporovodik (H_2S)	≤ 0,02 vol. %
Ugljikov monoksid (CO)	≤ 0,02 vol. %
Kisik (O_2)	Za skladište u vodonosnicima: ≤ 4 vol. % Za EOR: 0,01 – 0,1 vol. %
Metan (CH_4)	Za skladište u vodonosnicima: ≤ 4 vol. % Za EOR: < 2 vol. %
Dušik (N_2)	≤ 4 vol. %
Argon (Ar)	≤ 4 vol. %
Vodik (H_2)	≤ 4 vol. %
Sumporovi oksidi (SO_x)	≤ 0,01 vol. %
Dušikovi oksidi (NO_x)	≤ 0,01 vol. %

Kako bi učinkovitost transporta superkritičnog CO_2 bila zadovoljavajuća te kako bi sa sigurnošću došlo do miješanja CO_2 i nafte u ležištu, definirana je koncentracija CO_2 od minimalno 95,5 vol.%. Primjesa čija prisutnost ima najveći negativni utjecaj na transport je voda

te se mora procesom dehidracije ukloniti prije kompresije iz dva glavna razloga. Prvi je da zajedno sa CO_2 stvara karbonsku kiselinu s izuzetno korozivnim djelovanjem, a drugi da pri naglom povećanju tlaka tijekom kompresije dovodi do stvaranja hidrata. Kako bi se ti neželjeni događaji sveli na minimum određen je maksimalni sadržaj vode od 500 ppm. Koncentracije za H_2S, CO, SO_x i NO_x su zbog svoje toksičnosti ograničene više radi zajamčenosti sigurnog transporta nego iz tehničkog aspekta, dok su koncentracije za O_2 i CH_4 određene više radi uspješne izvedbe EOR-a. Metan ne utječe toliko na transport, koliko na EOR postupak s obzirom da povećava tlak miješanja CO_2 i nafte u ležištu, dok utjecaj O_2 još nije u potpunosti poznat zbog manjka istraživanja i terenskih ispitivanja, ali se pretpostavlja da negativno utječe na EOR zbog mogućih reakcija s naftom u ležištu. Svi ne kondenzirajući plinovi poput O_2, CH_4, N_2, Ar i H_2 su ograničeni na maksimalno 4% volumnog udjela jer zbog svog utjecaja na fazne granice CO_2 značajno povećavaju potrebnu količinu energije za kompresiju CO_2 i nazivni tlak cjevovoda za formiranje superkritičnog CO_2, kao što je već objašnjeno u poglavlju 5.1.

Nakon što su sumirani mogući problemi koje mogu uzrokovati pojedine primjese navedene u tablici 5-3., one se mogu grupirati u 3 skupine prema primarnom učinku na dizajn i rad cjevovoda (Sick i Manderson, 2016):

1. Zdravlje i sigurnost (CO, H_2S, SO_x, NO_x),
2. Integritet cjevovoda (H_2O),
3. Ekonomski aspekt tj. hidrauličke performanse cjevovoda (N_2, Ar, O_2, CH_4, H_2).

Dynamis studija daje vrlo dobre smjernice za projektiranje transportnog sustava CO_2, koje operatorima mogu biti korisne s obzirom da prisutnost primjesa ima dva glavna negativna učinka na transport CO_2 i dva na potrebnu količinu energije za kompresiju CO_2 (Visser et al., 2007):

- Povećavaju potrebni nazivni tlak cjevovoda,
- Smanjuju kapacitet cjevovoda,
- Povećavaju stlačivost smjese CO_2 (snagu kompresora, stupnjeve kompresije) i
- Povećavaju potrebni izlazni tlak iz kompresora.

Kako bi se dobio uvid u moguće probleme tijekom transporta CO_2 u Hrvatskoj koje mogu uzrokovati pojedine primjese, u nastavku je dan pregled primjesa koje se pojavljuju u dimnim plinovima izvora CO_2 definiranih u poglavlju 2. Prema „Registru onečišćavanja okoliša“ (http://roo.azo.hr/rpt.html, 2020). Najčešće primjese koje se pojavljuju u dimnim plinovima

odabranih industrijskih postrojenja u nešto većim količinama su: NO_2, SO_2, CO, NH_3, N_2O, PM10[1] čestice. U tablici 5-4. navedeni su prethodno definirani izvori emisija CO_2 zajedno s najčešćim primjesama u dimnim plinovima čije su količine > 10.000 kg/god. Za sve izvore se može zaključiti da u dimnim plinovima nema većih količina nekondenzirajućih plinova (CH_4, O_2, H_2 i N_2) koji mogu ozbiljno narušiti integritet cjevovoda. U značajnim količinama su prisutne samo otrovne primjese koje mogu ugroziti zdravlje ljudi i sigurnost transporta u slučaju nenamjernog ispuštanja. Također je primjetno kako su dimni plinovi elektrana najčišći u odnosu na ostale izvore te pretežito emitiraju NO_2 i CO, dok nasuprot tome tvornice cementa i tvornice gnojiva emitiraju različite vrste primjesa. Uzimajući u obzir postotni udio količina CO_2 u odnosu na ukupne količine ostalih primjesa u dimnim plinovima pojedinačnih izvora, on ne prelazi ispod 99,45 %, zbog čega se može reći da se u RH planira transport CO_2 visoke čistoće bez troškova dehidracije i uklanjanja ostalih primjesa.

Tablica 5-4. Prikaz emitiranih primjesa (>10.000 kg/god.) iz izvora u panonskoj Hrvatskoj (prema „Registru onečišćavanja okoliša“, http://roo.azo.hr/rpt.html, 2020)

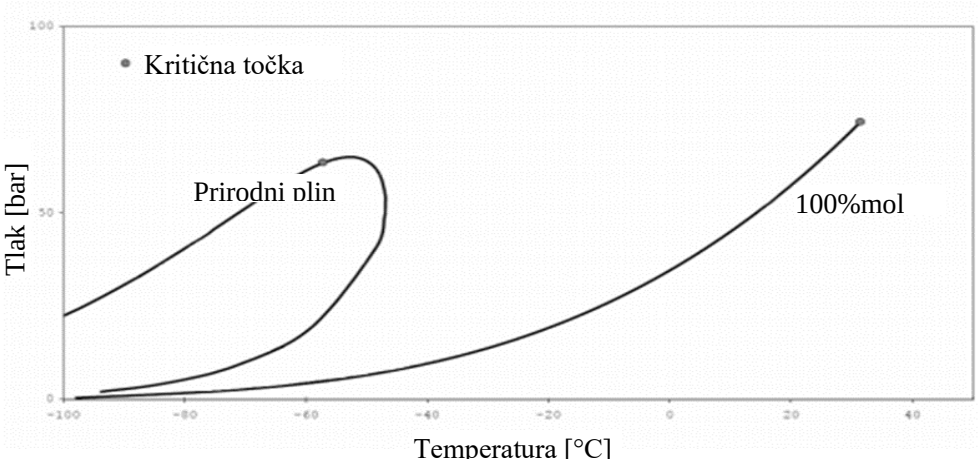
POSTROJENJE	CO_2 [%]	NO_2	SO_2	CO	NH_3	N_2O	PM_{10}
Postrojenje za proizvodnju gnojiva i dušičnih spojeva	99,65	●	●		●	●	●
Rafinerija nafte Urinj	99,64	●	●	●			●
Tvornica cementa	99,26	●	●	●	●		●
Termoelektrana-toplana Zagreb	99,96	●		●			
Rafinerija nafte Sisak	99,83	●	●	●			
Termoelektrana-toplana Sisak	99,93	●		●			
Objekti prerade plina Molve	99,96	●		●			
Elektrana-toplana Zagreb	99,76	●		●			
Termoelektrana – toplana Osijek	99,92	●					●
Tvornica stakla	99,45	●	●				

[1] PM10 (engl. *particulate matter*) – lebdeće čestice koje imaju promjer manji od 10 mikrometara (μm).

6. USPOREDBA CJEVOVODA ZA TRANSPORT PRIRODNOG PLINA I CO_2

Kako bi se pobliže objasnilo i razumjelo dimenzioniranje cjevovoda i radnih uvjeta transporta CO_2, u nastavku je napravljena usporedba cjevovoda za CO_2 i plinovoda za transport prirodnog plina. Cjevovodi CO_2 su konstrukcijski vrlo slični onima za prirodni plin, kao i dijelovi transportnog sustava koji uključuje dehidraciju, kompresorsku stanicu i podzemno skladištenje. Također, u praksi postoje primjeri prenamjene postojećih cjevovoda za transport ugljikovodika u cjevovode za transport CO_2. Jedan od njih je i nizozemski OCAP projekt kojim se već postojećim naftovodom počeo transportirati CO_2 2004. godine (IEA GHG, 2014).

Iako su prirodni plin i ugljikov dioksid pri standardnim uvjetima[2] u plinovitom agregatnom stanju, zbog različitog faznog ponašanja postoje razlike u dizajnu cjevovoda kako bi transport bio pouzdan i siguran. Slika 6-1. prikazuje usporedbu faznog ponašanja CO_2 i prirodnog plina. Najznačajnija razlika je visoka kritična točka CO_2 koja definira postojanje guste tekuće faze pri određenim radnim uvjetima cjevovoda. Zbog toga postojeći cjevovodi CO_2 rade pri tlakovima u rasponu od 85 do 150 bara, dok većina plinovoda na tlakovima do 85 bara (Serpa et al., 2011).



Slika 6-1. Fazni dijagram prirodnog plina i CO_2 (Serpa et al., 2011)

Razlika u kritičnim točkama je jedan od razloga zašto se prirodni plin uvijek transportira u plinovitom stanju, dok fazno stanje CO_2 tijekom transporta uvelike ovisi o radnom tlaku cjevovoda. Transport velikih količina CO_2 na velike udaljenosti najpogodniji je cjevovodima u superkritičnom stanju radi čega je potreban minimalni tlak u cjevovodu od 73 bara, ali i veći kako bi se izbjegla potreba za pumpnim stanicama duž cjevovoda uslijed pada tlaka te pojava

[2] Standardni uvjeti ($T_{s.u.}$=0°C; $p_{s.u.}$= 1 bar)

dvofaznog protoka, odnosno plinovite faze. Padom tlaka CO_2 prelazi iz guste u plinovitu fazu, što je izrazito nepovoljna pojava. U plinovitoj fazi volumen CO_2 se toliko poveća čime smanjuje kapacitet cjevovoda, što u fazi njihova projektiranja može zahtijevati nerealno velike dimenzije cjevovoda i povećati kapitalne troškove. Unatoč razlici fizikalnih svojstava i faznog ponašanja, postojeća infrastruktura plinovoda se može potencijalno iskoristiti za transport CO_2, ali pod uvjetom da su karakteristike plinovoda prihvatljive za transport CO_2. Primarna karakteristika je dovoljno visok maksimalni dopušteni tlak u cjevovodu kako bi se osigurao jednofazni transport guste faze CO_2 od ulaza do izlaza iz cjevovoda, jer pri uobičajenim tlačnim uvjetima rada plinovoda CO_2 zbog visokog kritičnog tlaka prelazi u plinovito stanje. U slučaju da plinovodi mogu podržati tlakove onda postoje svi razlozi za prenamjenu, a glavni je smanjenje kapitalnih troškova. Međutim, ukoliko dizajn plinovoda nije zadovoljavajući potrebno je provesti modifikacije. Iako su postojeći plinovodi i cjevovodi CO_2 usporedivi u mnogim aspektima kao primjerice konstrukcija i plan izgradnje (IEA GHG, 2014), postoje ključne razlike koje su navedene u tablici 6-1. U usporedbi s prirodnim plinom, CO_2 sam po sebi ne predstavlja opasnost jer nije zapaljiv i eksplozivan u smjesi sa zrakom. No, CO_2 u plinovitom stanju je gušći od zraka te će se u slučaju propuštanja neprimjetno akumulirati u nižim dijelovima atmosfere gdje predstavlja opasnost za zdravlje ljudi. Prisutnost slobodne vode u struji CO_2 rezultirat će korozijom cjevovoda koja predstavlja ozbiljan problem koji može uzrokovati propuštanje cjevovoda. Najčešće korištena metoda za sprječavanje vanjske korozije je katodna zaštita, ponekad i u kombinaciji s premazima. Druga opcija je korištenje materijala cijevi otpornih na koroziju (npr. nehrđajući čelik) koja nije poželjna zbog povećanih kapitalnih troškova. Stoga je najrealnija opcija osigurati da transportirani medij nije korozivan što se postiže ograničavanjem sadržaja vode ispod maksimalne dopuštene granice korištenjem dehidracijske jedinice koja je obavezan dio transportnog sustava. Osim slobodne vode, prisutnost primjesa može dovesti do promjena termodinamičkih svojstava i faznog stanja CO_2 tijekom transporta kao što je već prethodno objašnjeno. U slučaju neočekivanog propuštanja tijekom rada, cjevovodi su opremljeni blokadnim ventilima kako bi se izolirala zahvaćena dionica cjevovoda. Za razliku od prirodnog plina, prilikom propuštanja dolazi do naglog hlađenja CO_2, što može dovesti do krtog loma cijevi (engl. *brittle failure*), a s druge strane pad tlaka može uzrokovati longitudinalni lom cjevovoda CO_2 zbog čega se zahtijeva ugradnja zaustavljača pukotina (engl. *crack arrestors*) odnosno ojačanih spojeva cijevi.

Tablica 6-1. Usporedba cjevovoda za prirodni plin i ugljikov dioksid (IEA GHG, 2014).

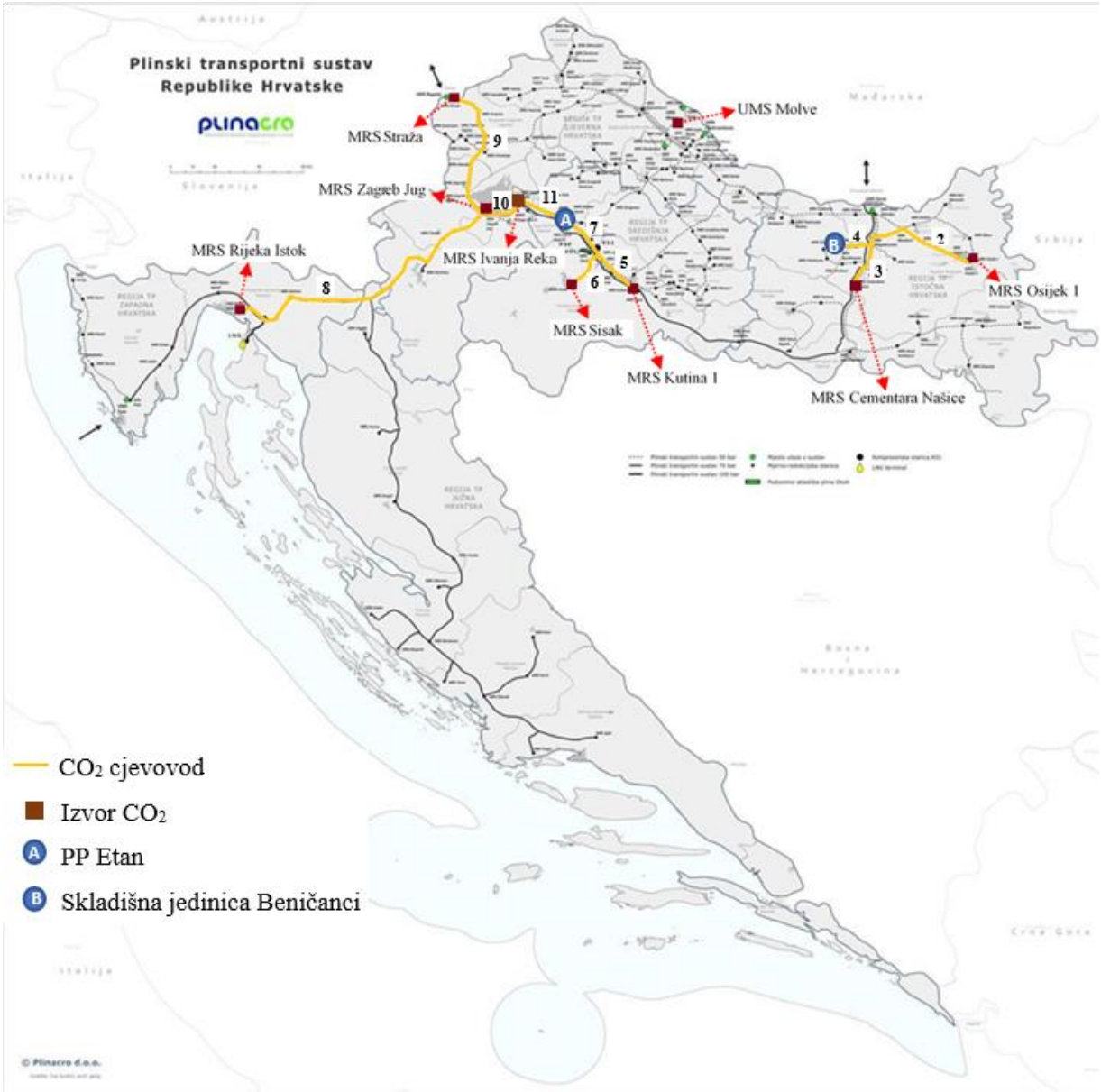
	PRIRODNI PLIN	UGLJIKOV DIOKSID
EKSPLOZIVNOST	Da. Obavezno izbjegavanje eksplozivne smjese prirodnog plina i zraka.	Ne. Smjesa CO_2 i zraka ne stvara opasnost od eksplozije.
ZAPALJIVOST	Propuštanje prirodnog plina može rezultirati požarom.	Nije zapaljiv i ne predstavlja opasnost u slučaju propuštanja
KOROZIJA U PRISUTNOSTI SLOBODNE VODE	Ne predstavlja ozbiljan problem. Općenito se koriste inhibitori korozije.	Ozbiljan problem jer CO_2 s vodom stvara izrazito korozivnu kiselinu, H_2CO_3. Preporuča se održavanje suhog CO_2 ili korištenje materijala cjevovoda i opreme otpornih na koroziju.
JOUL-THOMPSONOV EFEKT	Kao i svi plinovi, prirodni plin se hladi smanjenjem tlaka, ali ne značajno pri radnim uvjetima cjevovoda.	CO_2 se značajno hladi padom tlaka u cjevovodu, uzrokujući ekstremno niske temperature koje predstavljaju opasnost mogućeg krtog loma čelične cijevi.
BRZINA PADA TLAKA	Uzdužni lom cjevovoda će biti samozaustavljiv, budući da ispuštanje plina kroz početnu pukotinu toliko brzo smanjuje tlak u cjevovodu da se pukotina ne može dalje širiti.	Uzdužni lom cjevovoda može se proširiti na velike udaljenosti jer za razliku od prirodnog plina, propuštanjem CO_2 se sporo smanjuje tlak. Stoga cjevovod mora biti opremljen zaustavljačima pukotina u određenim razmacima.
VIŠEFAZAN PROTOK (PRISUTNOST PRIMJESA)	Nema problema. Prirodni plin je u plinovitoj fazi u svim očekivanim radnim uvjetima cjevovoda, što pri projektiranju pruža širok raspon prihvatljivih radnih uvjeta cjevovoda.	Da. Ovisno o radnim uvjetima cjevovoda, CO_2 može biti u tekućem ili plinovitom stanju. Uobičajeno je da je tlak u cjevovodu približan kritičnom tlaku CO_2 kako bi se izbjegla pojava tekuće faze. Održavanje tlaka cjevovoda iznad kritičnog rezultira mnogo manjim rasponom prihvatljivih tlačnih uvjeta u odnosu na cjevovode za prirodni plin.

S obzirom da se prema „Strategiji energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu“ (MZOE, 2020) u Hrvatskoj predviđa blagi porast potrošnje prirodnog plina narednih desetljeća, plinovodi će i dalje transportirati prirodni plin i neće biti dostupni za transport CO_2 u bližoj budućnosti, iako je prenamjena često ekonomski isplativa ukoliko je tehnološki izvediva. Stoga će se u ovom diplomskom radu dimenzionirati mreža cjevovoda koja će služiti samo za transport CO_2 u Republici Hrvatskoj.

7. KONFIGURACIJA MREŽE CJEVOVODA ZA TRANSPORT CO_2 U RH

U prethodim poglavljima dobiven je uvid u izvore CO_2 i skladišne jedinice koji će se obraditi u tehno-ekonomskoj analizi te je utvrđeno da bi se u Hrvatskoj CO_2 transportirao u svrhu provedbe EOR metode pridobivanja dodatnog iscrpka nafte na poljima Ivanić i Žutica u zapadnoj regiji i na polju Beničanci u istočnoj regiji panonske Hrvatske. Prvi korak pri projektiranju infrastrukture za transport CO_2 je odabir trase kojom će cjevovodi prolaziti. Karakteristike trase će kasnije utjecati na dizajn i konstrukciju samih cjevovoda što uključuje dimenzioniranje cjevovoda te potrebnih kompresorskih/pumpnih stanica za kompenzaciju tlaka i njihova mjesta instalacije (Serpa et al., 2011). Pri planiranju trase cjevovoda potrebno je razmotriti različite čimbenike poput ekološkog, socijalnog, političkog, regulatornog, tehničkog i ekonomskog. Jedan od najvećih problema predstavlja pridobivanje potrebnih dozvola čija je nabava često dugotrajan proces bilo da se radi o državnom ili privatnom vlasništvu nad zemljištem. Osim toga, prepreke koje se mogu pojaviti na planiranoj trasi i time povećati potrebnu duljinu i troškove izgradnje cjevovoda su: postojeće cjevovodne infrastrukture (npr. plinovodi, naftovodi, vrelovodi, itd.), ceste, željeznice i ostale prometnice, ekološki osjetljiva područja, naseljena područja, itd. Osim toga najveći utjecaj na planiranje trase je vrsta terena na prostoru pružanja cjevovoda. Veća visinska razlika ulaza i izlaza iz cjevovoda uzrokovat će pad tlaka u cjevovodu. Stoga se uvijek teži što ravnijem terenu kako bi se ukupni pad tlaka u cjevovodu sveo na minimum.

Kako bi se izbjegli svi navedeni mogući problemi i eliminirao problem stjecanja potrebnih dozvola za izvođenje građevinskih i montažnih radova izgradnje cjevovoda, poželjno je planirati trase cjevovoda za transport CO_2 paralelno uz postojeće trase cjevovoda za transport prirodnog plina ili nafte. S obzirom da panonski dio Hrvatske ima vrlo dobro razvijenu cjevovodnu infrastrukturu za transport prirodnog plina koja je pod upravljanjem operatora transportnog sustava Plinacro d.o.o., optimalne trase cjevovoda za transport CO_2 u Hrvatskoj projicirane na način da se pružaju paralelno s trasama postojećih plinovoda. Na slici 7-1. prikazana je cjevovodna mreža plinskog transportnog sustava RH sa simplificiranim cjevovodima za transport CO_2 koji povezuju izvore CO_2 i skladišne jedinice za EOR projekte. Iznimka je OPP Molve čiji cjevovod do polja Ivanić-Žutica nije ucrtan na karti jer je to jedini operativni cjevovod za CO_2 u Hrvatskoj te će se s tom činjenicom koristiti samo u proračunima ekonomske analize CCUS projekta dok se u tehno-ekonomski proračun cjevovoda neće uzimatiu obzir.



Slika 7-1. Simplifikacija mreže cjevovoda za transport ugljikovog dioksida u RH (prema www.plinacro.hr, 2021a)

U tablici 7-1. navedeni su priključci preko kojih su industrijski emiteri kao potrošači prirodnog plina povezivani s postojećim plinskim transportnim sustavom koji ujedno predstavljaju ulaze u transportni sustav CO_2. Njihove lokacije su označene na slici 7-1. Osim toga, na karti su označene lokacije utiskivanja CO_2. Slovom A je označeno frakcionacijsko postrojenje Etan na kojem već postoje objekti za obradu i pripremu CO_2 za utiskivanje u naftna polja Ivanić i Žutica, dok je sa slovom B označeno naftno polje Beničanci.

Tablica 7-1. Priključci izvora CO_2 na plinski transportni sustav RH (prema www.plinacro.hr, 2021b)

INDUSTRIJSKI IZVOR	PRIKLJUČAK
Postrojenje za proizvodnju gnojiva i dušičnih spojeva	MRS[3] Kutina 1
Rafinerija nafte Urinj	MRS Rijeka Istok
Tvornica cementa	MRS Cementara Našice
Termoelektrana-toplana Zagreb	MRS Ivanja Reka
Rafinerija nafte Sisak	MRS Sisak
Termoelektrana-toplana Sisak	MRS Sisak
Objekti prerade plina Molve	UMS[4] Molve
Elektrana-toplana Zagreb	MRS Zagreb Jug
Termoelektrana – toplana Osijek	MRS Osijek 1
Tvornica stakla	MRS Straža

Nakon određene trase, izmjerene su duljine cjevovoda pomoću javno dostupnog softverskog paketa za analizu slika „Digimizer“ (www.digimizer.com). Softver radi na način da se učita slika (u ovom slučaju slika 7-1.) te zatim definira mjerilo i mjerna jedinica na temelju kojih će se konvertirati izmjereni pikseli. U tablici 7-2. navedeni su nazivi cjevovoda sa svojim izmjerenim duljinama čije su trase ujedno označene na slici 7-1.

Tablica 7-2. Izmjerene duljine cjevovoda za transport CO_2 u regiji Sjeverna Hrvatska

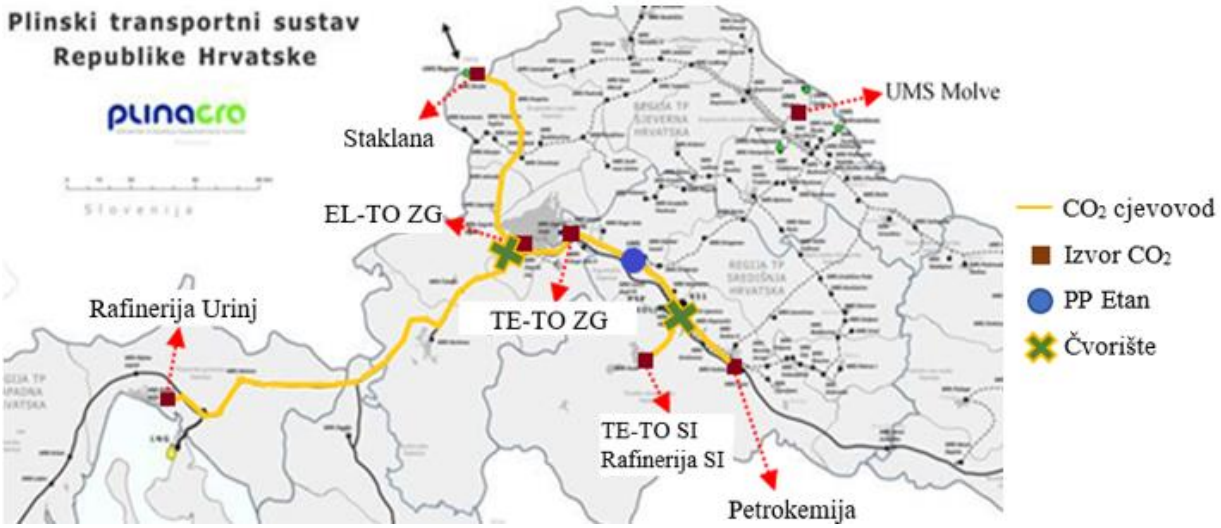
OZNAKA	CJEVOVOD	DULJINA (km)
1	Molve – PP Etan[5]	88
2	Osijek - Magadenovac	56,3
3	Cementara - Magadenovac	21,2
4	Magadenovac - Beničanci	14,5
5	Kutina - Lipovica	23,1
6	Sisak - Lipovica	22,2
7	Lipovica – Etan	22,4
8	Rijeka Istok - Lučko	137,8
9	Straža - Lučko	66,6
10	Lučko - Ivanja Reka	17,1
11	Ivanja Reka - Etan	21,6

[3] Mjerno-redukcijska stanica (MRS) – dio plinskog transportnog sustava koji služi za isporuku plina krajnjim potrošačima ili distribucijskim sustavima i obavljanje komercijalnog mjerenja količina plina.
[4] Ulazno-mjerna stanica (UMS) – dio plinskog transportnog sustava koji služi za preuzimanje plina od uzvodnog operatera (proizvodnja, interkonekcije, LNG terminal) i obavljanje komercijalnog mjerenja količina plina.
[5] Postojeći cjevovod za transport CO_2 za operativni EOR projekt Ivanić-Žutica u vlasništvu INA d.o.o.

Za svaki izvor se pretpostavlja da će se izgraditi vlastiti objekt za izdvajanje nakon kojeg će se CO_2 komprimirati u superkritično stanje za transport do mjesta utiskivanja. Od ukupnih pet konfiguracija transportne mreže CO_2 prema Global CCS Institute (2012), nakon simplifikacije cjevovoda može se reći da se u oba područja radi o modelu zajedničkih cjevovoda koji povezuju više antropogenih izvora CO_2 s jednim ponorom. Stoga će se u nastavku pojedinačno razmotriti dva zasebna transportna sustava, jedan za zapadni te jedan za istočni dio panonske Hrvatske. Također treba napomenuti da je daljnjim razvojem CCUS-a u Hrvatskoj moguće očekivati povezivanje transportnih sustava oba područja kojim bi se ostvarilo povezivanje različitih emitera s više skladišnih jedinica za trajno zbrinjavanje CO_2.

a) Konfiguracija mreže cjevovoda u zapadnoj regiji

Zapadna regija panonske Hrvatske uključuje sedam izvora koji zajedno emitiraju oko 2,5 Mt CO_2/god. Te količine se planiraju transportirati do postrojenja za frakcionaciju Etan na kojem već postoje postrojenja za obradu i utiskivanje CO_2 u naftna polja Ivanić i Žutica u sklopu tekućeg EOR projekta. Izvori su poprilično neravnomjerno raspoređeni, odnosno decentralizirani što se posebno odnosi na tvornicu stakla i rafineriju Urinj. Predviđa se scenarij razvoja s dva čvorišta koji su na slici 7-2. prikazani oznakom X. Jedno čvorište se nalazi u blizini Lučkog koje iz pojedinačnih cjevovoda prikuplja CO_2 iz tvornice stakla, EL-TO Zagreb i rafinerije Urinj čije se ukupne količine transportiraju cjevovodom Lučko-Ivanja Reka. Kod Ivanje Reke se preuzima i CO_2 iz TE-TO Zagreb čime ukupno 1,67 Mt CO_2/god. protječe cjevovodom Ivanja Reka-Etan. Drugo čvorište nalazi se u blizini Lipovice koje sabire ukupno 1,43 Mt CO_2/god. iz rafinerije Sisak, TE-TO Sisak i tvornice za proizvodnju gnojiva te ih transportira cjevovodom Lipovica - Etan. Očekuje se da će se CO_2 s OPP Molve (0,25 Mt CO_2/god.) transportirati postojećim cjevovodom INA-e do PP Etana u sklopu operativnog projekta CO_2-EOR.



Slika 7-2. Konfiguracija mreže cjevovoda za transport CO_2 u zapadnoj regiji (prema www.plinacro.hr, 2021a)

b) Konfiguracija mreže cjevovoda u istočnoj regiji

U istočnoj regiji panonske Hrvatske se nalazi puno manji broj emitera za razliku od zapadnog dijela. To su tvornica cementa u Našicama i TE-TO u Osijeku koji zajedno emitiraju oko 0,78 Mt CO_2/god. Utiskivanje CO_2 će se odvijati na naftnom polju Beničanci s ukupnim skladišnim kapacitetom od 9 Mt. Slikom 7-3. prikazani su potencijalni cjevovodi CO_2 koji se spajaju u čvorištu u blizini Magadenovca odakle će se dimenzionirati zbirni cjevovod većeg promjera do podzemnog skladišta u Beničancima.

Slika 7-3. Konfiguracija mreže cjevovoda za transport CO_2 u istočnoj regiji (prema www.plinacro.hr, 2021a)

8. TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA

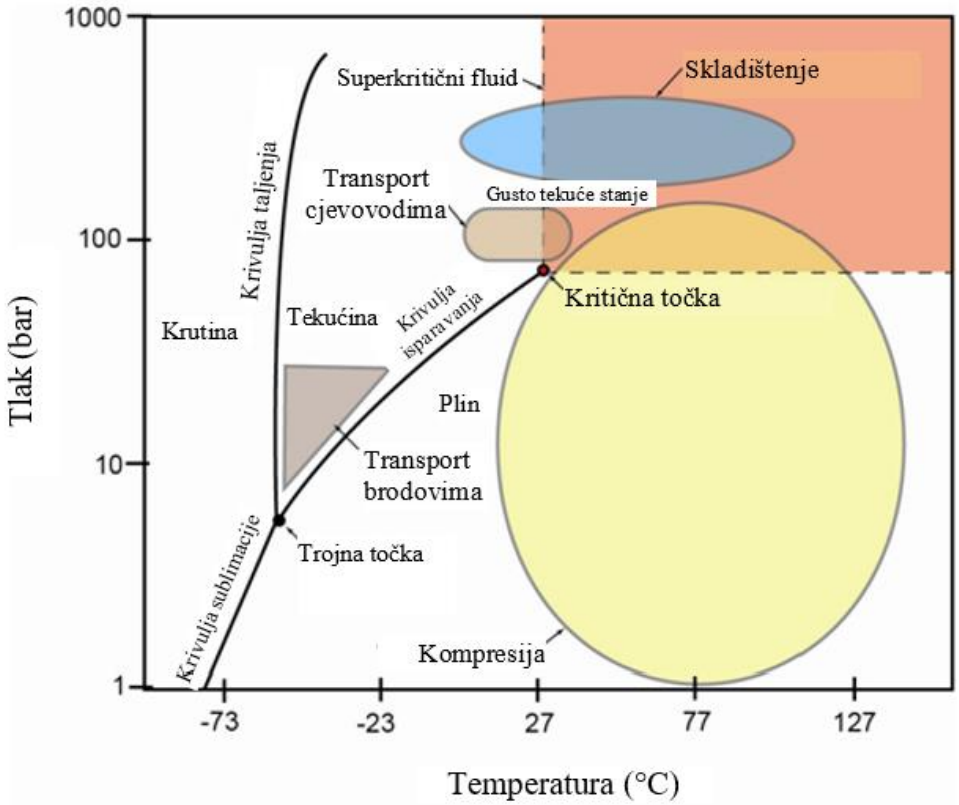
Tehno-ekonomska analiza koristi se za analizu izgradnje infrastrukture za transport CO_2 u sklopu implementacije CCUS-a te za procjenu cjeloživotnih troškova i isplativosti ulaganja u takav projekt u Republici Hrvatskoj.

Tehnološkim dijelom analize procjenjuju se kapitalni troškovi cjevovoda i kompresorskih stanica na temelju dimenzioniranja njihovih osnovnih tehničkih karakteristika. Za kompresorske stanice potrebno je odrediti instaliranu snagu, dok je za cjevovode potrebno odrediti ukupnu količinu čelika, što je moguće tek nakon što se odrede optimalni promjeri svih 10 cjevovoda iz poglavlja 7. Optimalni promjer cjevovoda se temelji na proračunu pada tlaka u cjevovodu poznavajući duljinu cjevovoda i transportirane količine emisija CO_2. Ekonomskim dijelom analize se dobiva uvid u odnos rashoda i prihoda tijekom operativnog vijeka CCUS-a koji je pretpostavljen na 20 godina. Da bi se procijenilo da li je prihvatljivo ulagati u CCUS projekt u Republici Hrvatskoj, korištena je jedna od najčešćih metoda ocjene investicijskog ulaganja, analiza neto sadašnje vrijednosti budućih novčanih tokova tijekom svih godina trajanja projekta. Osim toga kako bi se utvrdila osjetljivost profitabilnosti CCUS-a na promjene troškova te cijene nafte i emisijskih jedinica ugljika, uobičajeno je napraviti i analizu osjetljivosti kako bi se utvrdilo koja promjena predstavlja najveći rizik za uspjeh projekta. Potrebno je napomenuti da će cjevovod od Molvi do PP Etan biti uključen samo u ekonomsku analizu, dok se u tehnološkoj analizi neće uzeti obzir pošto je riječ o postojećem cjevovodu. Cjelokupni proračun tehno-ekonomske analize CCUS projekta odrađen je korištenjem Microsoft Excela.

8.1. Tehnološka analiza

Primarni izbor pri dizajniranju infrastrukture za transport CO_2 trebaju biti radni uvjeti. Na slici 8-1. su označeni tipični rasponi radnih uvjeta kompresije, transporta (cjevovodima i brodovima) i skladištenja. CO_2 se može transportirati u tri stanja: plinovitom, tekućem i superkritičnom stanju. Većina postojećih cjevovoda transportira CO_2 u gustoj tekućoj fazi pri čemu CO_2 ima gustoću tekućine, a viskoznost plina, što znači da se cjevovodom zadanog promjera mogu transportirati veće količine CO_2 u odnosu na transport u plinovitom stanju (Knoope, 2015). Pri tome su radni uvjeti transporta općenito u rasponu temperatura 2-44°C i tlaka 85-150 bara (slika 8-1.). Donja granica tlaka određena je faznim ponašanjem CO_2 i trebala bi biti dovoljno visoka da se CO_2 održi u superkritičnom stanju unutar cjevovoda, dok je gornja

granica tlaka temeljena na ekonomskim razlozima (Serpa et al., 2011). Prema tome, uobičajena praksa je da se neposredno prije ulaza u cjevovod CO_2 komprimira iznad 73,8 bar (P_c), tako da je uvijek u gustom i superkritičnom stanju, ovisno o tome da li je radna temperatura cjevovoda ispod ili iznad kritične temperature od 31°C.



Slika 8-1. Pripadajući raspon operativnih tlakova i temperatura različitih procesa CCUS lanca predočeni na faznom dijagramu CO_2 (Paul et al., 2012)

Za početak, potrebno je odrediti radne uvjete kompresije i transporta CO_2. Za analizu je pretpostavljen čisti CO_2 koji je prije transporta komprimiran u superkritično stanje. Potreba za kompresijom proizlazi iz toga što je CO_2 nakon procesa izdvajanja iz dimnih plinova antropogenih izvora u plinovitom stanju pri atmosferskom tlaku (101 325 Pa). Kako bi se transportirao do mjesta skladištenja u superkritičnom stanju, potrebno je neposredno prije ulaza u cjevovod ugraditi kompresore koji će uspostaviti dovoljno visok tlak u cjevovodu (viši od kritičnog tlaka CO_2) koji će osigurati transport superkritičnog CO_2 duž cjevovoda. Stoga je izlazni tlak iz kompresora, a ujedno i ulazni tlak u cjevovod, pretpostavljen na 90 bar. Što se tiče radnih uvjeta tijekom transporta, pretpostavljen je prosječni tlak u cjevovodu od 85 bara.

Radna temperatura cjevovoda se obično temelji na temperaturi okoline tj. tla koje okružuje cjevovod te je prema Knoope (2015) pretpostavljena prosječna radna temperatura od 15°C. Poznavajući radni tlak i temperaturu, nadalje se mogu odrediti svojstva transportiranog CO_2 koja utječu na dimenzioniranje cjevovoda: gustoća, stlačivost i viskoznost. Navedena svojstva su već obrazložena u poglavlju 5. iz kojeg su upotrijebljeni dijagrami ovisnosti svojstva CO_2 o tlaku i temperaturi kako bi se odredile prosječne vrijednosti sva tri svojstva pri tlaku od 82 bar i temperaturi od 15°C.

Tablica 8-1. Pretpostavljeni radni uvjeti kompresije i transporta i svojstva CO_2

KOMPRESIJA	
Ulazni tlak u kompresor, P_{in}	1 bar
Izlazni tlak iz kompresora, P_{out}	90 bar
ρ @ 1 bar; 30°C	1,75 kg/m^3
TRANSPORT	
Čistoća CO_2	100% CO_2
Tlak na ulazu u cjevovod	90 bar
Konačni tlak na izlazu iz cjevovoda	74 bar
P_{ave}	85 bar
T_{ave}	15°C
ρ @ 82 bar; 15°C	836,83 kg/m^3
Z @ 82 bar; 15°C	0,18
μ @ 82 bar; 15°C	0,085 mPa*s

8.1.1. Kompresori

Osnovna karakteristika kompresorskih stanica je snaga koja je ujedno i glavni nositelj kapitalnih troškova kompresora. Potrebna snaga kompresije (p_{comp}) ovisi o razlici izlaznog (P_{out}) i ulaznog tlaku (P_{in}) te o masenom protoku (Q_m) i gustoći plina (ρ). Pretpostavlja se da su na ulazu u kompresor uvjeti atmosferskog tlaka i temperature od 30°C (Knoope, 2015) pri kojima gustoća CO_2 iznosi oko 1,78 kg/m^3 (Evans, 2015). Poznavajući gustoću CO_2 i tlakove, može se odrediti potrebna snaga kompresora na svakom izvoru prema jednadžbi 8-1 s pretpostavkom da je kompresija jednostupanjska, a učinkovitost kompresora 80% (Knoope, 2015):

$$p_{comp} = \frac{Q_m}{\rho} x \frac{P_{out} - P_{in}}{\eta_{comp}} \quad (8\text{-}1)$$

gdje su:

p_{comp} – snaga kompresora (MW),

Q_m – maseni protok (kg/s),

ρ – gustoća fluida (kg/m^3),

P_{out} – tlak na ulazu u kompresor (Mpa),

P_{in} – tlak na izlazu iz kompresora (Mpa),

η_{comp} – učinkovitost kompresora (80%).

Nakon izračuna snage, jednadžbom 8-2 može se izračunati kapitalni trošak svakog kompresora (Knoope, 2015). Iz jednadžbe je vidljivo da se kapitalni trošak kompresora temelji na broju kompresorskih jedinica i potrebnoj snagi za kompresiju količina CO_2 koje se emitiraju na izvoru.

$$I_{comp} = 21{,}9 \text{ x} \left(\frac{p_{comp}}{13}\right)^{0{,}67} \text{ x } n^{0{,}9} \quad (8\text{-}2)$$

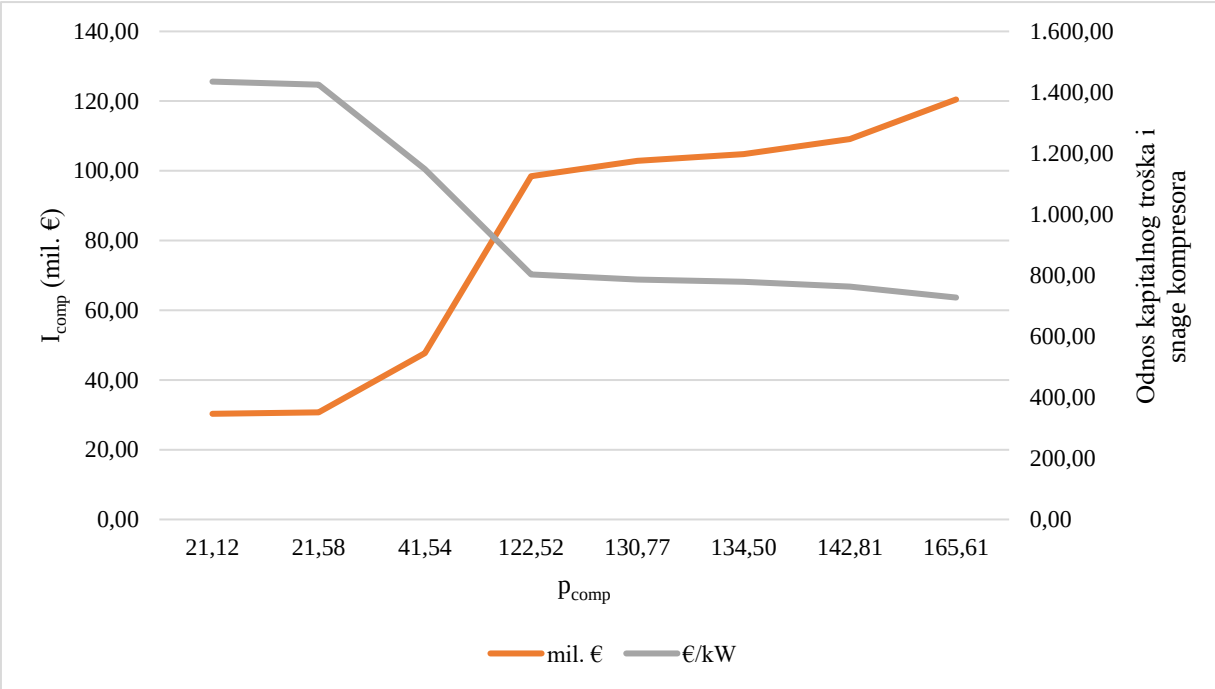
gdje su:

I_{comp} -kapitalni trošak kompresora (M€),

p_{comp} -snaga kompresora (MW),

n – broj kompresora (-).

Rezultati proračuna snage i kapitalnog troška kompresorskih stanica na svakom izvoru CO_2 koji su ujedno i ulazni parametri ekonomske analize prikazani su u tablici 8-2. Kapitalni troškovi kompresora (I_{comp}) kreću se u rasponu 750 – 1 440 € po kW instalirane snage. Jasno je da je ulaganje u kompresore manje snage znatno jeftinije, međutim trošak investicije po instaliranoj snagi znatno je jeftiniji za kompresore veće snage što se može primijetiti grafičkim prikazom na slici 8-1.



Slika 8-2. Odnos kapitalnih troškova i instalirane snage kompresora

Godišnji operativni trošak kompresorskih stanica uključuje fiksne O&M troškove održavanja koji teoretski iznose 4% kapitalnog troška (Knoope, 2015). To u konačnici rezultira troškom od 29,3 milijuna $ godišnje.

Tablica 8-2. Kapitalni troškovi kompresorskih stanica na izvorima CO_2

INDUSTRIJSKO POSTROJENJE	p_{comp} (MW)	I_{comp} (mil. €)	€/kW
Petrokemija	165,61	120,47	727,46
Rafinerija Rijeka	142,81	109,09	763,89
Cementara	134,50	104,8	779,16
TE-TO Zagreb	130,77	102,84	786,41
Raf. Sisak + TE-TO Sisak	122,52	98,45	803,51
EL-TO Zagreb	41,54	47,69	1 148,18
TE-TO Osijek	21,58	30,76	1 425,14
Tvornica stakla	21,12	30,31	1 435,41
SUMA		**644,41**	

8.1.2. Cjevovodi

Kapitalni trošak cjevovoda je najvećom mjerom određen količinom i vrstom materijala. Iako se za transport korozivnih fluida poput CO_2 koriste cijevi od nehrđajućeg čelika, za analizu su odabrane cijevi od ugljičnog čelika iz ekonomskih razloga (ZEP, 2020; IEA GHG, 2014). Čelične cijevi se izrađuju prema različitim nacionalnim i međunarodnim standardima od kojih je u svijetu najčešće primjenjiv API standard Američkog instituta za naftu (engl. *American Petroleum Institute, API*). Za transport nafte i prirodnog plina u Hrvatskoj se kao i u svijetu, najčešće koriste API Std. 5L – vučene ili uzdužno varene cijevi i API Std. 5LX – vučene bešavne cijevi (Simon, 2019) koji obuhvaćaju kvalitete čelika prikazane u tablici 8-3. Dvoznamenkasti broj u oznaci označava minimalno naprezanje do granice elastičnosti (σ_{min}) (engl. *Minimum yield strength*) koje definira minimalno naprezanje pri kojem se cijev počinje trajno deformirati. Cjevovodi za transport superkritičnog CO_2 obično su minimalne granice tečenja 60 000 – 80 000 psi (414 – 552 MPa) što prema API standardu odgovara kvaliteti čelika X60-X80 (Serpa et al., 2011). Stoga će se za hidrauličke proračune i procjenu troškova cjevovoda u nastavku odabrati minimalna preporučena kvaliteta čelika X60.

Tablica 8-3. Kvaliteta čelika i minimalno naprezanje do granice elastičnosti čeličnih cijevi (API Specification 5L, 2004)

	KVALITETA	**σ_{min} (psi)**	**σ_{min} (MPa)**
API Std. 5L	A25	25 000	172
	A	30 000	207
	B	35 000	241
API Std. 5LX	X42	42 000	290
	X46	46 000	317
	X52	52 000	359
	X56	56 000	386
	X60	60 000	414
	X65	65 000	448
	X70	70 000	483
	X80	80 000	552

Kako bi se odredila potrebna količina čelika, prvo je potrebno odrediti dimenzije cjevovoda što podrazumijeva promjer i debljinu stijenke. Za odabir odgovarajućeg promjera svakog cjevovoda, korištene su oznake nominalnog promjera (engl. *Nominal Diameter, DN*) izraženog u milimetrima prema Međunarodnoj organizaciji za standardizaciju (engl. *International Organization for Standardization, ISO*) koja se uobičajeno koristi u Europi. Analogno europskom nominalnom promjeru, američka nominalna veličina cijevi (engl. *Nominal Pipe Size, NPS*) izražena je u inčima. Pri odabiru dimenzija cjevovoda, korištena je specifikacija ASME B36.10. za cijevi od ugljičnog ili niskolegiranog čelika (engl. *American Society of Mechanical Engineers, ASME*) koja za svaki nominalni promjer definira debljine stijenke i jedinične težine cijevi po metru duljine oznakama SCH (engl. *Schedule*) (tablica 8-4. i tablica 8-5.). Time se razlikuju 3 osnovne podjele: cijevi standardne težine (engl. *standard thickness, STD*), ojačane cijevi (engl. extra strong, XS) i duplo ojačane cijevi (engl. *double-extra strong, XXS*). Najčešće su korištene cijevi standardne debljine stijenke koje su također odabrane za nastavak tehnološke analize. Njihove jedinične težine će biti ulazni parametar za proračun kapitalnog troška, a debljine stijenke za hidraulički proračun optimalnog promjera.

Nominal size		OD	Debljina stijenke (mm)												
			Schedule												
DN	NPS	mm	10	20	30	40	Std	60	80	XS	100	120	140	160	XXS
6	1/8	10.3	1.24		1.45	1.73	1.73		2.41	2.41					
8	1/4	13.7	1.65		1.85	2.24	2.24		3.02	3.02					
10	3/8	17.1	1.65		1.85	2.31	2.31		3.20	3.20					
15	1/2	21.3	2.11		2.41	2.77	2.77		3.73	3.73				4.78	7.47
20	3/4	26.7	2.11		2.41	2.87	2.87			3.91				5.56	7.82
25	1	33.4	2.77		2.90	3.38	3.38		4.55	4.55				6.35	9.09
32	1 1/4	42.2	2.77		2.97	3.56	3.56		4.85	4.85				6.35	9.70
40	1 1/2	48.3	2.77		3.18	3.68	3.68		5.08	5.08				7.14	10.15
50	2	60.3	2.77		3.18	3.91	3.91		5.54	5.54				8.74	11.07
65	2 1/2	73.0	3.05		4.78	5.16	5.16		7.01	7.01				9.53	14.02
80	3	88.9	3.05		4.78	5.49	5.49		7.62	7.62				11.13	15.24
90	3 1/2	101.6	3.05		4.78	5.74	5.74		8.08	8.08					
100	4	114.3	3.05		4.78	6.02	6.02		8.56	8.56		11.13		13.49	17.12
125	5	141.3	3.40			6.55	6.55		9.53	9.53		12.70		15.88	19.05
150	6	168.3	3.40			7.11	7.11		10.97	10.97		14.27		18.26	21.95
200	8	219.1	3.76	6.35	7.04	8.18	8.18	10.31	12.70	12.70	15.09	18.26	20.62	23.01	22.23
250	10	273.0	4.19	6.35	7.80	9.27	9.27	12.70	15.09	12.70	18.26	21.44	25.40	28.58	25.40
300	12	323.8	4.57	6.35	8.38	10.31	9.53	14.27	17.48	12.70	21.44	25.40	28.58	33.32	25.40
350	14	355.6	6.35	7.92	9.53	11.13	9.53	15.09	19.05	12.70	23.83	27.79	31.75	35.71	
400	16	406.4	6.35	7.92	9.53	12.70	9.53	16.66	21.44	12.70	26.19	30.96	36.53	40.49	
450	18	457	6.35	7.92	11.13	14.27	9.53	19.05	23.83	12.70	29.36	34.93	39.67	45.24	
500	20	508	6.35	9.53	12.70	15.09	9.53	20.62	26.19	12.70	32.54	38.10	44.45	50.01	
550	22	559	6.35	9.53	12.70		9.53	22.23	28.58	12.70	34.93	41.28	47.63	53.98	
600	24	610	6.35	9.53	14.27	17.48	9.53	24.61	30.96	12.70	38.89	46.02	52.37	59.54	
650	26	660	7.92	12.70			9.53			12.70					
700	28	711	7.92	12.70	15.88		9.53			12.70					
750	30	762	7.92	12.70	15.88		9.53			12.70					
800	32	813	7.92	12.70	15.88	17.48	9.53			12.70					
850	34	864	7.92	12.70	15.88	17.48	9.53			12.70					
900	36	914	7.92	12.70	15.88	19.05	9.53			12.70					
950	38	965					9.53			12.70					
1000	40	1016					9.53			12.70					
1050	42	1067					9.53			12.70					
1100	44	1118					9.53			12.70					
1150	46	1168					9.53			12.70					
1200	48	1219					9.53			12.70					

Tablica 8-4. Debljine stijenki cijevi od ugljičnog čelika prema ASME specifikaciji B36.10. (www.tridentsteel.co.in, 2008)

Nominal size		OD	Težina (kg/m)												
			Schedule												
DN	NPS	mm	10	20	30	40	Std	60	80	XS	100	120	140	160	XXS
6	1/8	10.3	0.28		0.32	0.37	0.37		0.47	0.47					
8	1/4	13.7	0.49		0.54	0.63	0.63		0.80	0.80					
10	3/8	17.1	0.63		0.70	0.84	0.84		1.10	1.10					
15	1/2	21.3	1.00		1.12	1.27	1.27		1.62	1.62				1.95	2.55
20	3/4	26.7	1.28		1.44	1.69	1.69		2.20	2.20				2.90	3.64
25	1	33.4	2.09		2.18	2.50	2.50		3.24	3.24				4.24	5.45
32	1 1/4	42.2	2.70		2.87	3.39	3.39		4.47	4.47				5.61	7.77
40	1 1/2	48.3	3.11		3.53	4.05	4.05		5.41	5.41				7.25	9.56
50	2	60.3	3.93		4.48	5.44	5.44		7.48	7.48				11.11	13.44
65	2 1/2	73.0	5.26		8.04	8.63	8.63		11.41	11.41				14.92	20.39
80	3	88.9	6.45		9.92	11.29	11.29		15.27	15.27				21.35	27.67
90	3 1/2	101.6	7.40		11.41	13.57	13.57		18.63	18.63					
100	4	114.3	8.36		12.91	16.07	16.07		22.32	22.32		28.32		33.54	41.03
125	5	141.3	11.57			21.77	21.77		30.97	30.97		40.28		49.11	57.43
150	6	168.3	13.84			28.26	28.26		42.56	42.56		54.20		67.56	79.22
200	8	219.1	19.96	33.31	36.81	42.55	42.55	53.08	64.64	64.64	75.92	90.44	100.92	111.27	107.92
250	10	273.0	27.78	41.77	51.03	60.31	60.31	81.55	96.01	81.55	114.75	133.06	155.15	172.33	155.15
300	12	323.8	36.00	49.73	65.20	79.73	73.88	108.96	132.08	186.97	159.91	186.97	208.14	238.76	186.97
350	14	355.6	54.69	67.90	81.33	94.55	81.33	126.71	158.10	107.39	194.96	224.65	253.56	281.70	
400	16	406.4	62.64	77.83	93.27	123.30	93.27	160.12	203.53	123.30	245.56	286.64	333.19	365.35	
450	18	457	70.57	87.71	122.38	155.80	105.16	205.74	254.55	139.15	309.62	363.56	408.26	459.37	
500	20	508	78.55	117.15	155.12	183.42	117.15	247.83	311.17	155.12	381.53	441.49	508.11	564.81	
550	22	559	86.54	129.13	171.09		129.13	294.25	373.83	171.09	451.42	527.02	600.63	672.26	
600	24	610	94.53	141.12	209.64	255.41	141.12	355.26	442.08	187.06	547.71	640.03	720.15	808.22	
650	26	660	127.36	202.72			152.87			202.72					
700	28	711	137.32	218.69	271.21		164.85			218.69					
750	30	762	147.28	234.67	292.18		176.84			234.67					
800	32	813	157.24	250.64	312.15	342.91	188.82			250.64					
850	34	864	167.20	266.61	332.12	364.90	200.31			266.61					
900	36	914	176.96	282.27	351.70	420.42	212.56			282.27					
950	38	965					224.54			298.24					
1000	40	1016					236.53			314.22					
1050	42	1067					248.52			330.19					
1100	44	1118					260.50			346.16					
1150	46	1168					272.25			351.82					
1200	48	1219					284.24			377.79					

Tablica 8-5. Jedinične težine cijevi od ugljičnog čelika prema ASME specifikaciji B36.10. (www.tridentsteel.co.in, 2008)

Koliki će biti kapitalni trošak cjevovoda primarno ovisi o ukupno potrebnoj količini čelika. Da bi se odredila ukupna količina čelika, potebno je uz već poznate duljine svih cjevovoda iz poglavlja 7. odrediti i njhove dimenzije što podrazumijeva promjer i debljinu stijenke. Debljina stijenke je radi pojednostavljenosti proračuna prethodno odabrana kao standardna debljina stijenke prema ASME 36.10. te je time poznata za svaki nominalni promjer. Međutim, odabir optimalnog promjera za svaki cjevovod temelji se na tehnološkom proračunu koji podrazumijeva hidraulički proračun pada tlaka u cjevovodu koji u ovom slučaju primarno ovisi samo trenju, ne uključujući razliku u nadmorskoj visini između ulazne i izlazne točke cjevovoda. Proračun pada tlaka uslijed trenja je proveden u programu MS Excel za 20 promjera u rasponu od DN10 do DN500. Obzirom da superkritični CO_2 posjeduje svojstva tekućine i plina, mogu se koristiti jednadžbe pada tlaka i za naftovode i za plinovode (Moshfeghian, 2012). U ovom radu proračun se temelji na jednadžbama za naftovode (Simon, 2019), a potrebni ulazni podaci korišteni za hidraulički proračun navedeni su u tablici 8-6.

Tablica 8-6. Pretpostavke osnovnih ulaznih parametara za proračun cjevovoda

KARAKTERISTIKE CJEVOVODA	
Materijal	Ugljični čelik
Kvaliteta čelika	X60
Apsolutna hrapavost stijenke cjevovoda, ε	0,02 mm
Uzdužni spoj cjevovoda	Bešavne
Debljina stijenke cjevovoda	SCH STD. (40)
$\Delta P_{uk,\ max.}$	16 bar
ΔP_{uk}	< 10 bar
P_k	74 bar

Kao jedan od čimbenika koji utječe na pad tlaka uslijed trenja je brzina protjecanja fluida u cjevovodu. Izražena je iz formule za kapacitet cjevovoda kao omjer volumnog protoka CO_2 i poprečnog presjeka cijevi (jednadžba 8-3) čime je brzina protjecanja određena unutarnjim promjerom cijevi i protokom. Unutarnji promjer je jednostavno odrediti s obzirom da su poznati vanjski promjer i debljina stijenke, dok je protok kroz svaku cijev poznat na temelju pretpostavke o linearnom profilu emitiranja CO_2 na izvorima i podataka o emisijama iz 2019. godine iz „Registra onečišćavanja okoliša“ (2020) gdje su emisije izražene u kg/god. Poznavajući gustoću CO_2 pri pretpostavljenim radnim uvjetima transporta i množeći je s masenim protokom dobiven je volumni protok potreban za hidraulički proračun.

$$v = \frac{4Q}{\Pi d^2} \tag{8-3}$$

gdje su:

v - brzina protjecanja fluida, (m/s),

Q_v – protok CO_2 (m^3/s),

d - unutarnji promjer cjevovoda (m).

Kako bi se se mogao izračunati faktor trenja koji opisuje pad tlaka uslijed trenja, prethodno je potrebno odrediti tip protjecanja u cjevovodu. Reynoldsov broj (Re) je bezdimenzinalni broj kojim se utvrđuje da li je protjecanje laminarno (Re < 2 000) ili turbulentno (Re > 4 000) (Simon, 2019). Ovisi o brzini protjecanja, unutarnjem promjeru, gustoći, i viskoznosti fluida. Primjenom jednadžbe 8-4, za svaku kombinaciju pojedinog cjevovoda i nominalnog promjera iz razmatranog raspona od DN10 do DN500 dobiven je Reynoldsov broj mnogo veći od 4 000 što ukazuje na turbulentni režim protjecanja superkritičnog CO_2.

$$Re = \frac{\rho d v}{\mu} \tag{8-4}$$

gdje su:

ρ - gustoća fluida (kg/m^3),

d - unutarnji promjer cjevovoda (m),

v - brzina protjecanja fluida (m/s),

μ - viskoznost fluida (Pa*s).

Darcyev faktor trenja (f_{tr}) opisuje pad tlaka uslijed trenja. To je bezdimenzionalni faktor koji pri turbulentnom protjecanju fluida ovisi o Reynoldsovom broju i relativnoj hrapavosti cjevovoda. Relativna hrapavost (ε/d) je također bezdimenzionalna vrijednost koja je definirana omjerom apsolutne hrapavosti i unutarnjeg promjera cjevovoda. Pri tome je apsolutna hrapavost karakteristika materijala cjevovoda te za novu cijev od ugljičnog čelika iznosi 0,02-0,05 mm (www.thermal-engineering.org, 2019). Faktor trenja je određen postupkom iteracije koristeći Colebrook-White empirijsku jednadžbu (8-5).

$$\frac{1}{\sqrt{f_{tr}}} = -2 \times \log\left(\frac{\varepsilon}{3{,}7 \times d} + \frac{2{,}51}{R_e \times \sqrt{f_{tr}}}\right) \tag{8-5}$$

gdje su:

f_{tr} – koeficijent trenja, za prvi korak iteracije pretpostavljeni koeficijent trenja je 0,02,

ε – apsolutna hrapavost cijevi, (mm),

d – unutarnji promjer cjevovoda, (mm).

Zadnji korak hidrauličkog proračuna je izračun ukupnog pada tlaka u svim cjevovodima za odabrani raspon nominalnih promjera, što je ujedno i rezultat hidrauličkog proračuna. Zbog pretpostavke da je teren trase polaganja cjevovoda ravan i da time nema pada tlaka zbog razlike u nadmorskoj visini, ukupni pad tlaka u cjevovodu je jednak padu tlaka uslijed trenja. Pad tlaka uslijed trenja računa se jednadžbom 8-6 iz čega je vidljivo da je proporcionalan koeficijentu trenja, duljini cjevovoda, brzini protjecanja i gustoći transportiranog fluida, dok je obrnuto proporcionalan samo unutarnjem promjeru cjevovoda.

$$\Delta P_{tr} = ftr * \frac{Lv^2\rho}{2d} \tag{8-6}$$

gdje su:

ΔP_{tr} = pad tlaka uslijed trenja (Pa),

f_{tr} - koeficijent trenja (-),

L - duljina cjevovoda (m),

v - brzina protjecanja fluida (m/s),

ρ - gustoća fluida (kg/m^3),

d - unutarnji promjer cjevovoda (m).

Nakon opisanog proračuna slijedi odabir nominalnog promjera pojedinačno za svaki cjevovod. Kako se cjevovodi razmatraju pojedinačno, određen je dozvoljeni pad tlaka do maksimalno 10 bara kako bi CO_2 sa sigurnošću ostao u superkritičnom stanju, što je ujedno i kriterij za odabir optimalnog promjera cjevovoda. Također, drugi razlog definiranja dopuštenog pada tlaka od 10 bara je taj što se izbjegava i potreba za pumpnim stanicama koje služe za kompenzaciju pada tlaka duž cjevovoda što se u ekonomskoj analizi odražava u iznosu kapitalnih i operativnih troškova CCUS projekta. U konačnici, odabir promjera je izvršen na način da se odabere prvi promjer cjevovoda za koji je proračunom dobiveno da je pad tlaka u cjevovodu manji od dozvoljenog pada tlaka od 10 bara. Odabrani nominalni promjeri za svaki cjevovod prikazani su u tablici 8-8. zajedno s izračunatim padom tlaka. Međutim, nakon što se odabere optimalni promjer, potrebno je napraviti provjeru da li ukupni potrebni tlak na ulazu u cjevovod (ΔP_{uk}) premašuje maksimalni unutrašnji radni tlak cjevovoda (P_{maop}) (Serpa et al., 2011). U ovom slučaju, ukupni potrebni tlak na ulazu u cjevovod je zbroj pada tlaka uslijed trenja i zahtjevanog tlaka u krajnjoj točki cjevovoda koja u ovom slučaju iznosi 74 bar kako bi CO_2 ostao u superkritičnom stanju do izlaza iz cjevovoda (jednadžba 8-7):

$$\Delta P_{uk} = \Delta P_{tr} + P_k \tag{8-7}$$

gdje su:

ΔP_{tr} – ukupni pad tlaka uslijed trenja, (Pa),

P_k – konačni tlak (tlak na izlazu iz cjevovoda), (Pa).

Maksimalni unutrašnji radni tlak (P_{maop}) je maksimalni tlak pri kojem je rad cjevovoda siguran te ovisi o debljini stijenke cijevi, minimalnom naprezanju do granice elastičnosti i vanjskom promjeru cjevovoda, što je vidljivo iz jednadžbe 8-8. Ako je pad tlaka previsok, potrebni ulazni tlak u cjevovod može premašiti P_{maop}. U tom slučaju odabire se sljedeći veći nominalni promjer i izračun se ponavlja. Također je potrebno provjeriti da li je P_{maop} viši od 74 bar kako bi transport CO_2 u superkritičnom stanju bio moguć.

$$P_{maop} = \frac{2 * \sigma_{min} * \delta}{D} * E_v * F_c * T_t \tag{8-8}$$

gdje su:

P_{maop} – maksimalni radni tlak cjevovoda (Pa),

σ_{min} – minimalno naprezanje do granice elastičnosti (Pa),

D – vanjski promjer cjevovoda, (m),

δ – debljina stijenke cjevovoda, (m),

E_v – faktor uzdužnog spoja cijevi:

- za bešavne i elektrovarene cijevi Ev=1,0,
- za čeono zavarene cijevi Ev=0,6,
- za spiralno zavarene cijevi Ev=0,8.

T_t – temperaturni faktor koji iznosi za temperaturu:

a) T< 393 K (120°C): T_t=1,0,

b) T=424 K (149°C): T_t =0,967,

c) T=478 K (205°C): T_t =0,9,

d) T=505 K (233°C): T_t =0,867.

F_c – proračunski faktor koji ovisi o uvjetima i prostoru pružanja trase cjevovoda, najčešće se uzima F_c=0,72.

Kako bi se kao konačni rezultat cijelog proračuna dobio ukupni kapitalni trošak cjevovoda, nadalje je potrebno odrediti ukupnu količinu čelika svih cjevovoda koja se dobiva množenjem njihove jedinične težine i duljine. Jediničnu težinu svakog cjevovoda ($W_č$) je nakon odabira optimalnih nominalnih promjera jednostavno odrediti očitavanjem iz tablice 8-5, a duljine su također već poznate iz poglavlja 7. Zadnji korak je izračun kapitalnog troška cjevovoda (I_{cj}) koji

se dobiva množenjem ukupne količine čelika izražene u tonama i cijene čelika izražene u $ po toni. Stoga su u tablici 8-7. navedene cijene kvalitete čelika X60 koje ovise o promjeru i debljini stijenke cijevi. Cijena za sve odabrane optimalne nominalne promjere iznosi 1 760 $ po jednoj toni čelika.

Tablica 8-7. Cijene čelika X60 izražene u $/tona (https://www.tridentsteel.co.in, 2021)

DN (mm)	STD	SCH XS	SCH XXS
50	1 760	1 760	2 160
65	1 760	1 760	2 100
80	1 760	1 760	2 100
90	1 760	1 760	2 100
100	1 760	1 760	2 100
125	1 760	1 760	2 100
150	1 760	1 760	2 100
200	1 760	1 760	2 200
250	1 760	1 760	2 200
300	1 960	1 980	2 420
350	2 000	1 980	
400	2 150	2 200	
450	2 640	2 640	
500	2 640	2 640	

Konačni rezultati kapitalnih troškova svih cjevovoda prikazani su u tablici 8-8 čiji ukupan zbroj iznosi 23,07 milijuna $. Rezultatima se može primijetiti kako je kapitalni trošak svakog cjevovoda specifičan te da varira ovisno o njegovoj duljini i promjeru koji istovremeno uvjetuju pad tlaka.

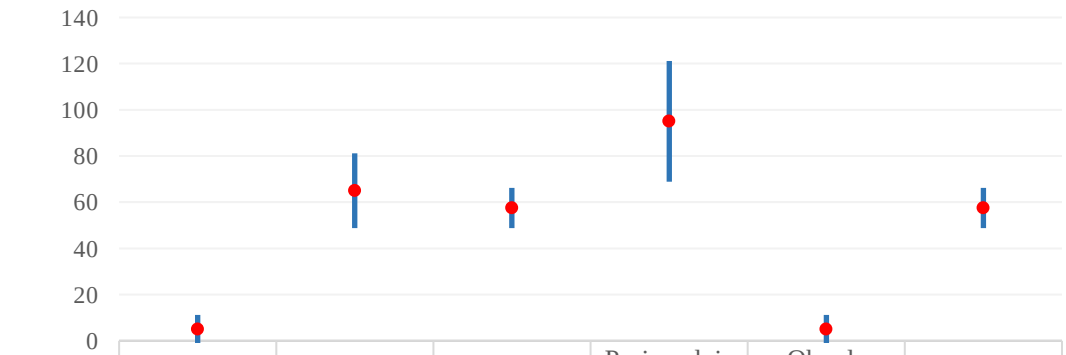
Tablica 8-8. Pregled rezultata tehnološkog proračuna i izračuna kapitalnog troška cjevovoda za transport CO_2

	ULAZNI PARAMETRI			IZLAZNI PARAMETRI			
CJEVOVOD	**Q_v (m^3/s)**	**DN (mm)**	**δ [m]**	**ΔP_{uk}**	**$W_č$ (kg/m)**	**I_{cj} (mil. $)**	**I_{cj} ($/m)**
Osijek - Magadenovac	0,0039	100	0,00602	8,6	16,07	1,59	28,28
Cementara - Magadenovac	0,0243	150	0,00711	3,3	28,26	1,05	49,74
Magadenovac - Beničanci	0,0282	150	0,00711	3,0	28,26	0,72	49,74
Kutina - Lipovica	0,0299	150	0,00711	5,4	28,26	1,15	49,74
Sisak - Lipovica	0,0221	150	0,00711	2,9	28,26	1,10	49,74
Lipovica – Etan	0,0521	200	0,00818	4,9	42,55	1,68	74,89
Rijeka Istok - Lučko	0,0258	200	0,00818	7,7	42,55	10,32	74,89
Straža - Lučko	0,0038	125	0,00655	1,2	21,77	2,55	38,32
Lučko - Ivanja Reka	0,0371	200	0,00818	1,9	42,55	1,28	74,89
Ivanja Reka - Etan	0,0608	200	0,00818	6,3	42,55	1,62	74,89
SUMA						**23,07**	

8.2. Ekonomska analiza

Implementacija CCUS-a je kapitalno intenzivan projekt. Ocjena prihvatljivosti ulaganja u takav projekt utvrdit će se dvjema metodama za procjenu investicijskih ulaganja. Jedna metoda podrazumijeva izračun neto sadašnje vrijednosti (engl. *Net Present Value, NPV*) budućih novčanih tokova generiranih tijekom životnog vijeka projekta, a druga metoda se odnosi na izračun interne stope povrata kapitalnog ulaganja (engl. *Internal Rate of Return, IRR*) koja izračunava diskontnu stopu pri kojoj su budući novčani prihodi jednaki novčanim rashodima. Odluka o ulaganju temelji se na tome stvara li projekt pozitivnu ili negativnu NPV vrijednost. Ako je NPV veći ili jednak nuli, znači da je projekt ekonomski prihvatljiv i da je ulaganje u njega opravdano. NPV vrijednost je pri tome definirana kao zbroj svih budućih diskontiranih

novčanih tokova tijekom operativnog vijeka CCUS-a. Ukupni troškovi (rashodi) CCUS projekta su zbroj kapitalnih troškova (engl. *Capital Expenditure, CAPEX*) i operativnih troškova (engl. *Operating Expenses, OPEX*). CAPEX predstavlja investicijski trošak u nultoj godini projekta te se sastoji od kapitalnog troška materijala cjevovoda i kompresorskih stanica koji su određeni ranijim proračunima. Godišnji operativni troškovi rada CCUS-a (OPEX) uključuju troškove održavanja cjevovoda i kompresora (engl. *Operations and Maintenance, O&M*) te prosječne specifične troškove kaptiranja, transporta i skladištenja po jednoj toni CO_2. Najveći udio operativnog troška CCUS-a čini specifičan trošak hvatanja CO_2. Na slici 8-3. prikazan je raspon specifičnih troškova kaptiranja CO_2 za različite tipove industrijskih postrojenja koji bi bili povezani na transportni sustav CO_2 u Hrvatskoj.



	Proizvodnja gnojiva	Rafinerija	Cementara	Proizvodnja električne energije	Obrada prirodnog plina	Tvornica stakla
Min.	0	50	50	70	0	50
Max.	10	80	65	120	10	65
Prosjek	5	65	57,5	95	5	57,5

Slika 8-3. Troškovi kaptiranja ugljika ($/t$CO_2$) (prema Kearns et al., 2021)

Ukupni prihod CCUS-a rezultira prodajom EUA emisijskih dozvola (engl. *European Union Allowance, EUA*) i proizvodnjom dodatnog iscrpka nafte primjenom EOR metode za što je potrebno odrediti ukupno utisnute količine CO_2 i ukupne količine proizvedene nafte. Za cijenu nafte te za cijenu EUA emisijskih dozvola uzeta je prosječna cijena od 15.11.2021. do 15.01.2022. Prihod od prodaje emisijskih jedinica EU ETS dobiven je množenjem cijene EUA i utisnute količine CO_2 u naftna ležišta uz pretpostavku da se sveukupne utisnute količine CO_2 zadrže unutar podzemnog skladišta. Da bi se dobio i prihod od proizvodnje nafte, potrebno je prvo odrediti operativni vijek CO_2-EOR projekta. Trajanje CO_2-EOR-a na odabranim naftnim

poljima pretpostavljeno je na temelju slobodnog skladišnog kapaciteta naftnih polja koji ograničava količine emisija CO_2 koje se mogu utisnuti (tablica 8-9.). Time se indikativno dobiva da će se CO_2 u naftno polje Beničanci utiskivati 12 godina, a u polja Ivanić i Žutica 5 godina. Također, ukupni dobiveni iscrpak nafte utiskivanjem CO_2 dobiven je interpolacijom podataka istraživačkog projekta „STRATEGY CCUS Project“ (2019.) o utisnutim količinama CO_2 i proizvedenoj nafti. Time je utemeljena pretpostavka da se 1 tonom utisnutog CO_2 proizvede 0,0325 m^3 tj. 0,2 barela nafte. Glavna pretpostavka u provedenim NPV analizama u nastavku je da kada se slobodni skladišni kapaciteti iscrpljenih naftnih polja maksimalno iskoriste, da će se utiskivanje CO_2 nastaviti u dubokim slanim vodonosnicima koji se nalaze ispod njih. Tako će se skladištenje CO_2 nakon iskorištenja skladišnog kapaciteta naftnog polja Beničanci nastaviti u DSV Drava, te u DSV Poljana, DSV Iva ili DSV Okoli nakon ispunjenja kapaciteta na poljima Ivanić i Žutica (prema Carneiro i Mesquita, 2020).

Tablica 8-9. Dobivena nafta primjenom CO_2-EOR projekta u RH (prema Carneiro i Mesquita, 2020)

Skladišna jedinica	Kapacitet skladišta (Mt)	Utisnuto CO_2 (t/god.)	Trajanje EOR-a (god.)	Dobiveno nafte (m^3/god.)
Ivanić + Žutica	15	3 345 943	4,5	683.910,75
Beničanci	9	774 267	11,6	158.260,17

U nastavku je provedena NPV analiza koja će odredit isplativost ulaganja u cjevovodni transport CO_2 u sklopu CCUS projekta u Hrvatskoj. Potrebni ulazni podaci za izračun NPV-a su procijenjeni troškovi i prihodi za cjeloviti CCUS lanac te su navedeni u tablici 8-10. zajedno s ulaznim parametrima. Tehnologija CCUS usko povezuje izdvajanje i skladištenje CO_2 (engl. *Carbon Capture and Storage CCS*) te izdvajanje i korištenje CO_2 (engl. *Carbon Capture and Utilization, CCU*) koje se mogu na individualnoj razini analizirati. Stoga će se ekonomskom analizom u ovom radu dati ocjena prihvatljivosti ulaganja za dva moguća scenarija:

1. Scenarij CCS – skladištenje CO2
2. Scenarij CCUS – primjena CO2-EOR

Glavna razlika među scenarijima je ukupni prihod. U scenariju CCS prihodi se ostvaraju samo prodajom EU ETS emisijskih jedinica, dok se u scenariju CCUS prihodi ostvaruju dodatno proizvodnjom nafte. Izračun NPV-a proveden je u MS Excelu koristeći jednadžbu 8-9 (www.investopedia.com, 2022), dok je za izračun IRR-a korištena funkcija IRR u Excelu.

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+i)^t} \tag{8-9}$$

gdje su:

NPV – neto sadašnja vrijednost projekta,

R_t – novčani tok u godini t,

i – diskontna stopa i

t – vremenski tok novca.

Tablica 8-10. Ulazni parametri ekonomskog proračuna CCUS projekta u RH

PARAMETAR	VRIJEDNOST	REFERENCA
Trajanje CCUS projekta (godina)	20	
Vrijeme rada (hr/god.)	8 760	
Diskontna stopa (%)	15	(Knoope, 2015)
Kapitalni trošak (CAPEX)		
Cjevovodi (materijal) (mil. $)	23,07	
Kompresori (mil. $)	732,29	
Operativni trošak (OPEX)		
Trošak transporta ($/tCO2)	20	(Kearns et al., 2021)
O&M troškovi cjevovoda ($/m)	13,61	(IEA GHG, 2014)
Trošak hvatanja ugljika ($/tCO2)	57,19	(Kearns et al., 2021)
Trošak utiskivanja ($/tCO2)	11	(Kearns et al., 2021)
O&M troškovi kompresora	4% I_{comp}	(Knoope, 2015)
Prihodi		
Cijena nafte ($/bbl)[6]	78,64	(www.eia.gov, 2022)
Cijena EUA (EU ETS) (€/t CO_2)[7]	88,93	(https://ember-climate.org, 2022)

[6] Konverzija cijene izražene u $/bbl u $/m^3 uz pretvorbeni faktor 0,159

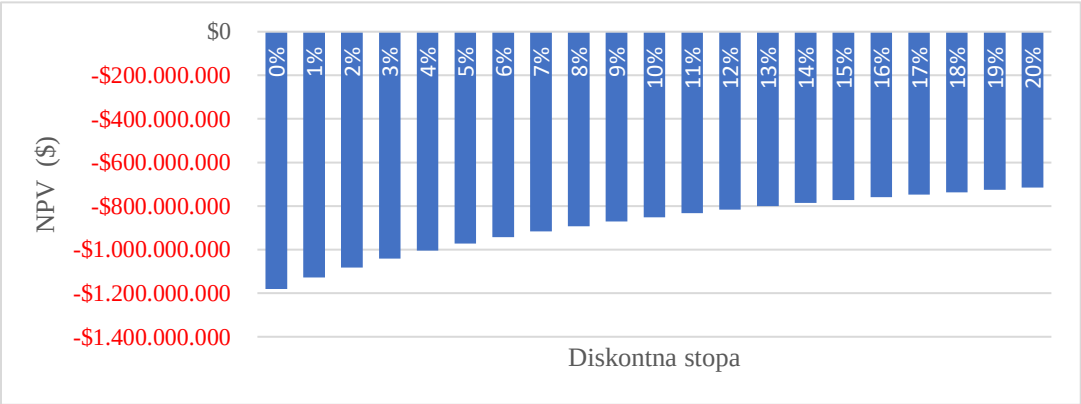
[7] Konverzija cijene iz eura (€) u dolare ($) prema srednjem tečaju na službenoj stranici Hrvatske narodne banke (78,7€*1,13= 88,93$).

1. Scenarij CCS

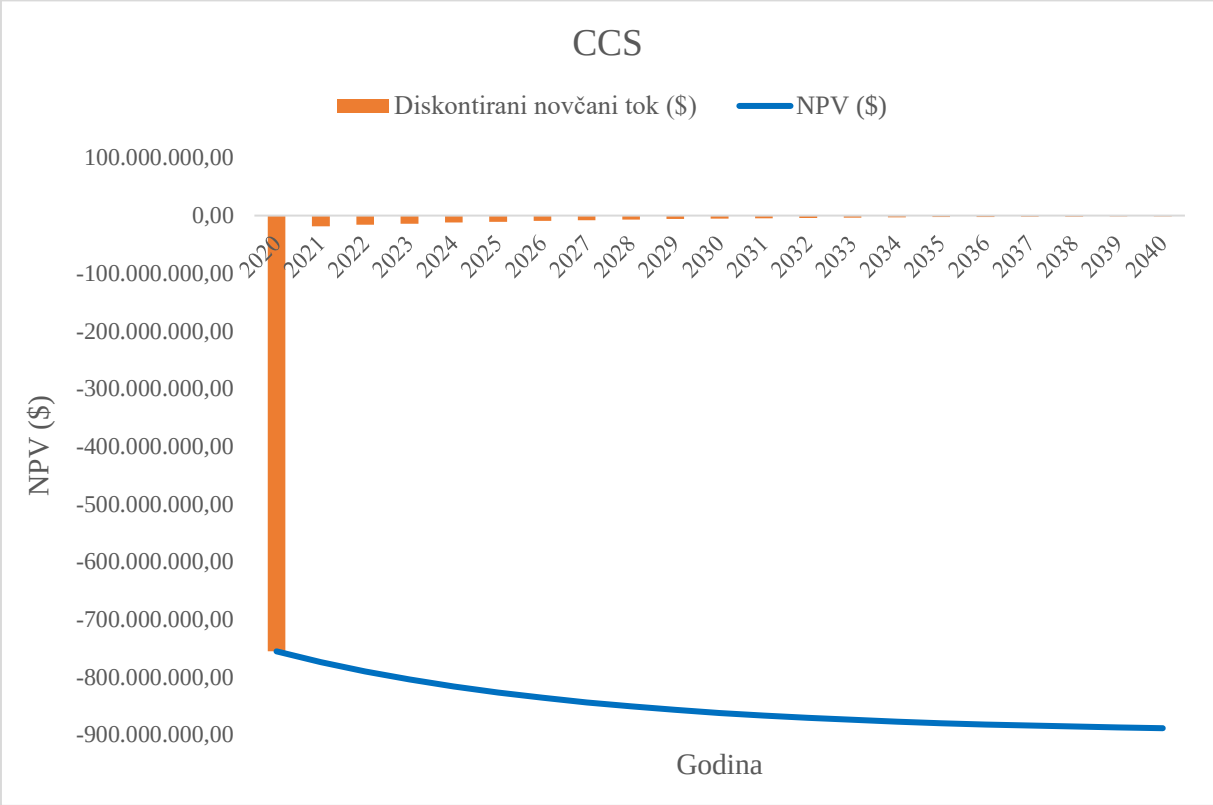
Prema trenutačnoj prosječnoj cijeni EU ETS emisijske jedinice ugljika od 78,26 €/tCO_2 (88,93 \$/tCO_2) NPV analizom je dokazano da skladištenje CO_2 u odabrana naftna polja nije ekonomski prihvatljiva investicija, jer vrijednost budućeg novčanog toka u zadnjoj godini rada projekta iznosi -889 mil. \$ (tablica 8-11.). Kroz svih 20 godina životnog vijeka projekta, prihodi od prodaje EUA jedinica su manji od fiksnih godišnjih operativnih troškova što rezultira negativnim novčanim tijekom cijelog radnog vijeka CCS-a (slika 8-5.). Osim toga, slikom 8-4. prikazano je kako se povećanjem diskontne stope NPV vrijednost projekta povećava. Iz priložene NPV analize je zaključno da skladištenje CO_2 nije dobra opcija za ulaganje s obzirom na trenutno stanje tržiša EU ETS-a i cijena emisijskih jedinica ugljika.

Tablica 8-11. NPV analiza za scenarij CCS s trenutačnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS

Godina	CAPEX ($)	OPEX ($)	Prihodi ($)	Novčani tok ($)	Diskontirani novčani tok ($)	NPV ($)
0	-755.354.081,28			-755.354.081,28	-755.354.081,28	-755.354.081,28
1		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-18.507.197,39	-773.861.278,66
2		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-16.093.215,12	-789.954.493,78
3		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-13.994.100,10	-803.948.593,88
4		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-12.168.782,70	-816.117.376,58
5		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-10.581.550,17	-826.698.926,75
6		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-9.201.347,98	-835.900.274,73
7		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-8.001.172,15	-843.901.446,88
8		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-6.957.541,00	-850.858.987,89
9		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-6.050.035,65	-856.909.023,54
10		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-5.260.900,57	-862.169.924,11
11		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-4.574.696,15	-866.744.620,26
12		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-3.977.996,65	-870.722.616,91
13		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-3.459.127,52	-874.181.744,43
14		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-3.007.936,98	-877.189.681,40
15		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-2.615.597,37	-879.805.278,77
16		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-2.274.432,50	-882.079.711,27
17		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.977.767,39	-884.057.478,65
18		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.719.797,73	-885.777.276,38
19		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.495.476,29	-887.272.752,67
20		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.300.414,16	-888.573.166,83
				NPV SUMA	-888.573.166,83	



Slika 8-4. Ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi za scenarij CCS s trenutačnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS



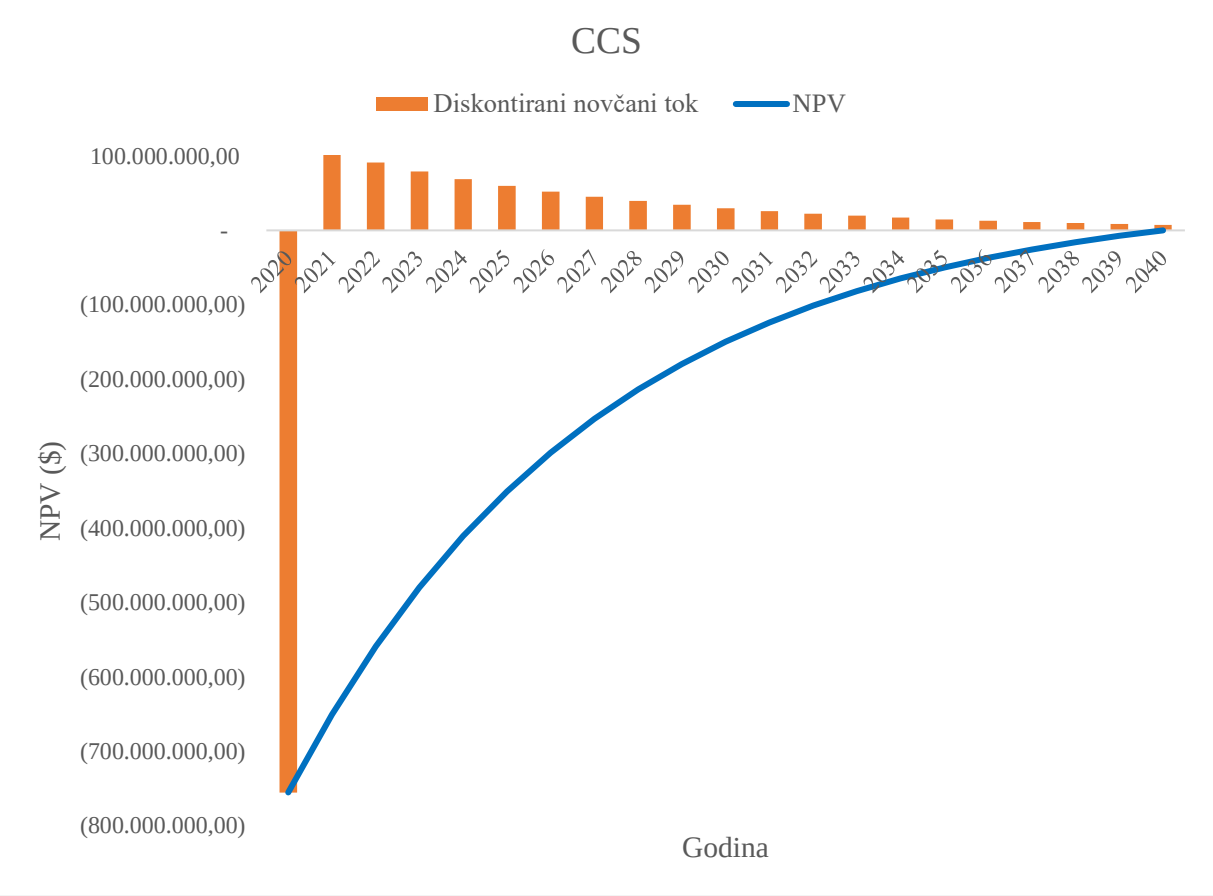
Slika 8-5. Prikaz novčanog toka za scenarij CCS s trenutačnom prosječnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS

Da bi se saznalo u kojem slučaju bi scenarij CCS postigao profitabilnost, određena je minimalna cijena emisijskih jedinica koja bi rezultirala s NPV=0. Za to je korištena funkcija SOLVER u programu MS Excel. Dobiveno je da cijena ugljika treba biti minimalno 123,39 $/tCO$_2$ kako bi projekt CCS-a u 20. godini imao NPV=0 (tablica 8-12.). To znači da su diskontirani novčani prihodi jednaki diskontiranim novčanim rashodima. S obzirom da je pomoću funkcije SOLVER postavljena vrijednost NPV-a na nulu očekivano je dobiven IRR od 15% koliko iznosi i referentna diskontna stopa za ovaj slučaj. Sukladno tome, na slici 8-6. prikazano je kretanje novčanog toka i NPV vrijednosti kroz cijeli životni vijek CCS-a. Također, slikom 8-7. prikazana je ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi, kojom je vidljivo da smanjenjem diskontne stope NPV vrijednost raste, dok povećanjem diskontne stope NPV poprima negativnu vrijednost.

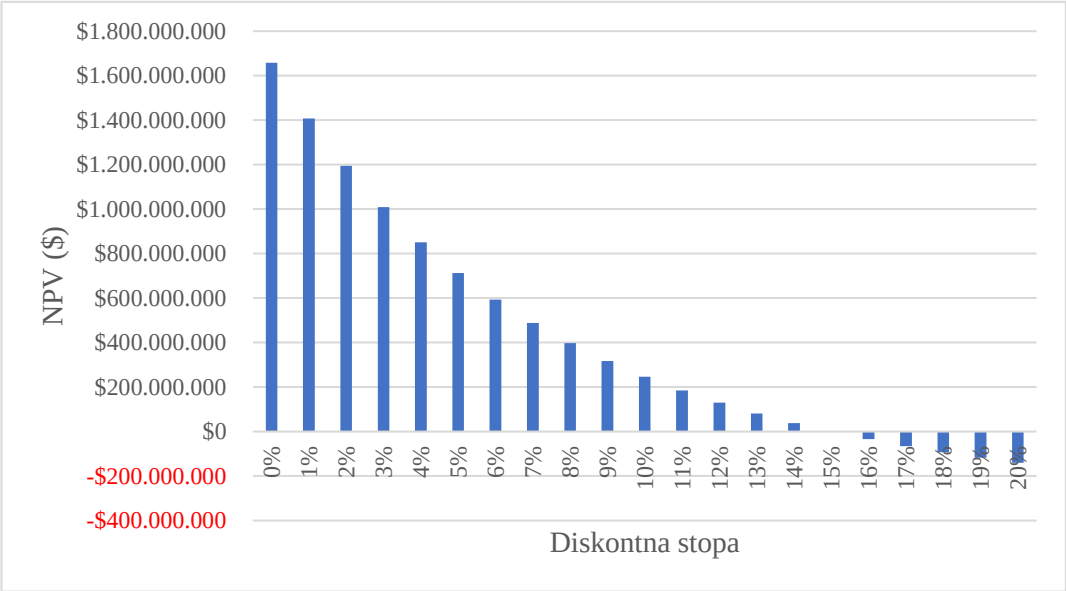
Tablica 8-12. NPV analiza za scenarij CCS s minimalnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS

Godina	CAPEX ($)	OPEX ($)	Prihodi ($)	Novčani tok ($)	Diskontirani novčani tok ($)	NPV ($)
0	-755.354.081,28			-755.354.081,28	-755.354.081,28	-755.354.081,28
1		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	104.936.068,44	-650.418.012,84
2		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	91.248.755,16	-559.169.257,68
3		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	79.346.743,62	-479.822.514,06
4		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	68.997.168,36	-410.825.345,69
5		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	59.997.537,71	-350.827.807,99
6		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	52.171.771,92	-298.656.036,07
7		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	45.366.758,19	-253.289.277,87
8		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	39.449.354,95	-213.839.922,93
9		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	34.303.786,91	-179.536.136,01
10		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	29.829.379,92	-149.706.756,09
11		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	25.938.591,24	-123.768.164,85
12		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	22.555.296,73	-101.212.868,12
13		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	19.613.301,50	-81.599.566,62
14		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	17.055.044,79	-64.544.521,83
15		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	14.830.473,73	-49.714.048,11
16		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	12.896.064,11	-36.817.984,00
17		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	11.213.968,79	-25.604.015,21
18		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	9.751.277,21	-15.852.738,00
19		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	8.479.371,49	-7.373.366,51
20		-387.703.079,26	508.379.557,96	120.676.478,70	7.373.366,51	0,00
				NPV SUMA	0,00	

IRR	15%



Slika 8-6. Prikaz novčanog toka za scenarij CCS s minimalnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS



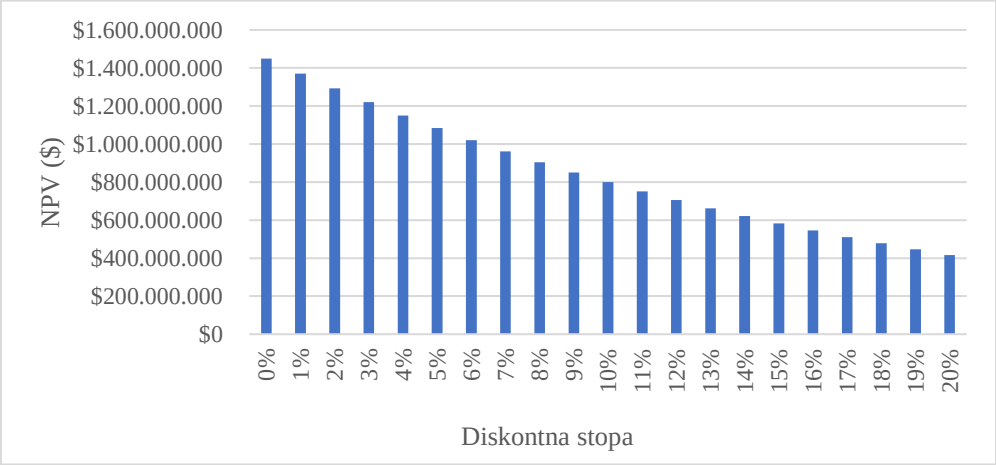
Slika 8-7. Ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi za scenarij CCS s minimalnom cijenom emisijskih jedinica EU ETS

2. Scenarij CCUS

Prije NPV analize za scenarij CCUS koji podrazumijeva CO_2-EOR, treba napomenuti da je dio prihoda koji se ostvaruje prodajom emisijskih jedinica EU ETS umanjen za količine emisija CO_2 koje nastaju tijekom životnog vijeka CO_2-EOR projekta. Svakim barelom nafte proizvedene CO_2-EOR metodom emitira se 0,32 tone CO_2 (Novak Mavar et al., 2021), iz čega se dobiva da se CO_2-EOR metodom proizvodnje nafte na polju Beničanci godišnje emitira 0,3 Mt CO_2 te 1,3 Mt CO_2 na poljima Ivanić i Žutica. Prema trenutačnoj cijeni nafte od 78,64 $/bbl i EU ETS emisijskih jedinica ugljika od 88,93 $/t$CO_2$, NPV vrijednost je pozitivna za scenarij CCUS, što ga čini ekonomski prihvatljivim projektom. Osim toga, analiza je pokazala da je projekt isplativ već u 5. godini rada i da je iznos NPV vrijednosti u završnoj 20. godini jednak 141 mil. $ (tablica 8-13.). Prihodi od proizvodnje nafte opadaju u 6. i 13. godini životnog vijeka projekta što je u skladu s trajanjem perioda utiskivanja CO_2 u naftna ležišta do popunjenosti skladišnog kapaciteta. No, bez obzira na pad prihoda i negativni diskontirani novčani tok nakon 12. godine rada (2033. godina), NPV vrijednost je i dalje pozitivna. Izračunom IRR-a utvrđeno je da pri diskontnoj stopi od 22% projekt ima NPV vrijednost jednaku 0 tj. da nema ni zarade ni gubitaka. Odnos NPV vrijednosti CCUS projekta i diskontne stope prikazan je slikom 8-8. iz koje je vidljivo da porastom diskontne stope NPV vrijednost opada.

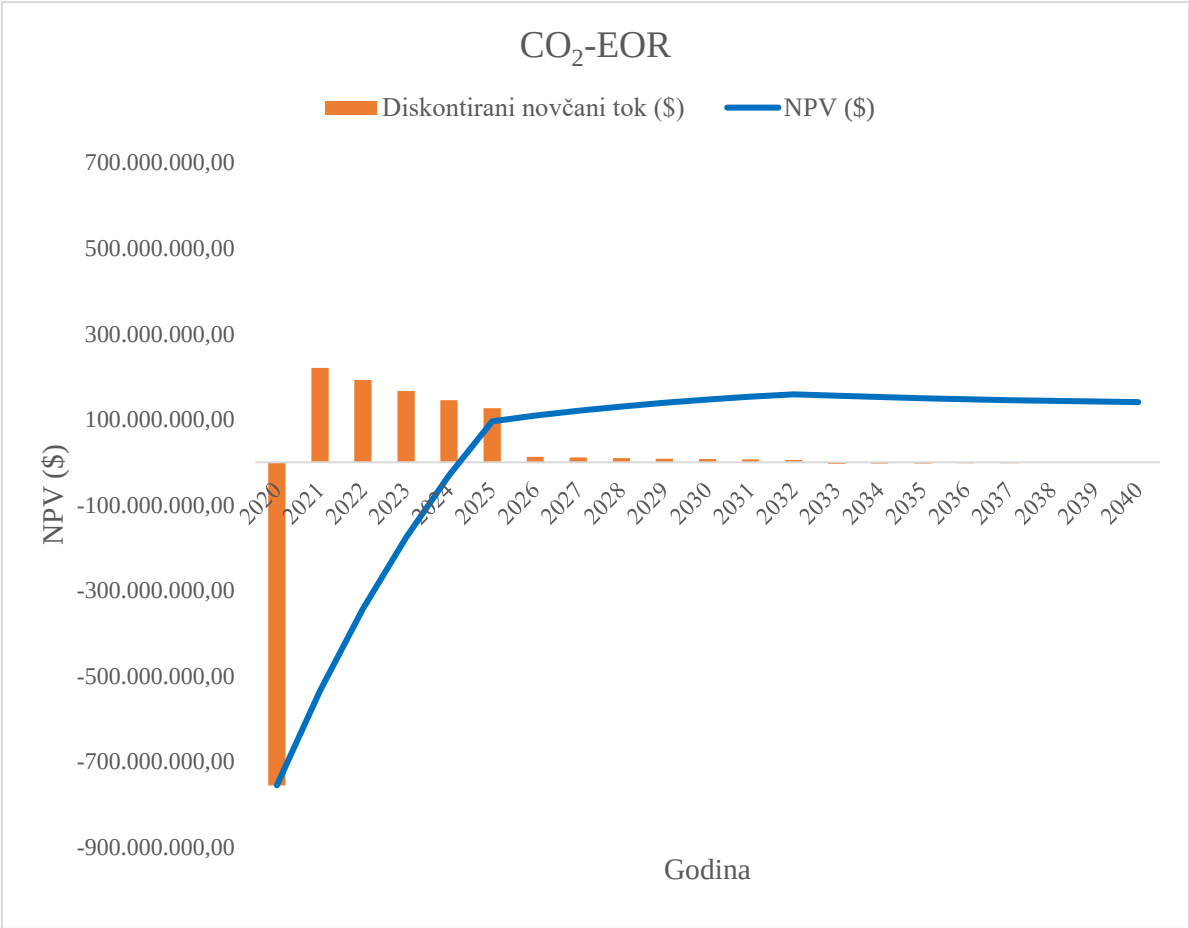
Tablica 8-13. NPV analiza za scenarij CCUS s trenutačnom cijenom nafte i emisijskih jedinica EU ETS

Godina	CAPEX ($)	OPEX ($)	Prihodi ($)	Novčani tok ($)	Diskontirani novčani tok ($)	NPV ($)
0	-755.354.081,28			-755.354.081,28	-755.354.081,28	-755.354.081,28
1		-387.703.079,26	641.669.812,70	253.966.733,44	220.840.637,77	-534.513.443,50
2		-387.703.079,26	641.669.812,70	253.966.733,44	192.035.337,19	-342.478.106,31
3		-387.703.079,26	641.669.812,70	253.966.733,44	166.987.249,73	-175.490.856,57
4		-387.703.079,26	641.669.812,70	253.966.733,44	145.206.304,12	-30.284.552,46
5		-387.703.079,26	641.669.812,70	253.966.733,44	126.266.351,41	95.981.798,95
6		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	13.158.002,19	109.139.801,14
7		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	11.441.741,03	120.581.542,17
8		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	9.949.340,03	130.530.882,20
9		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	8.651.600,02	139.182.482,22
10		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	7.523.130,46	146.705.612,68
11		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	6.541.852,57	153.247.465,25
12		-387.703.079,26	418.138.337,87	30.435.258,61	5.688.567,45	158.936.032,70
13		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-3.459.127,52	155.476.905,18
14		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-3.007.936,98	152.468.968,20
15		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-2.615.597,37	149.853.370,83
16		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-2.274.432,50	147.578.938,34
17		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.977.767,39	145.601.170,95
18		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.719.797,73	143.881.373,22
19		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.495.476,29	142.385.896,94
20		-387.703.079,26	366.419.802,27	-21.283.276,99	-1.300.414,16	141.085.482,78
				NPV SUMA	141.085.482,78	
	IRR	22%				



Slika 8-8. Ovisnost NPV vrijednosti o diskontnoj stopi za scenarij CCS s trenutačnom cijenom nafte i emisijskih jedinica EU ETS

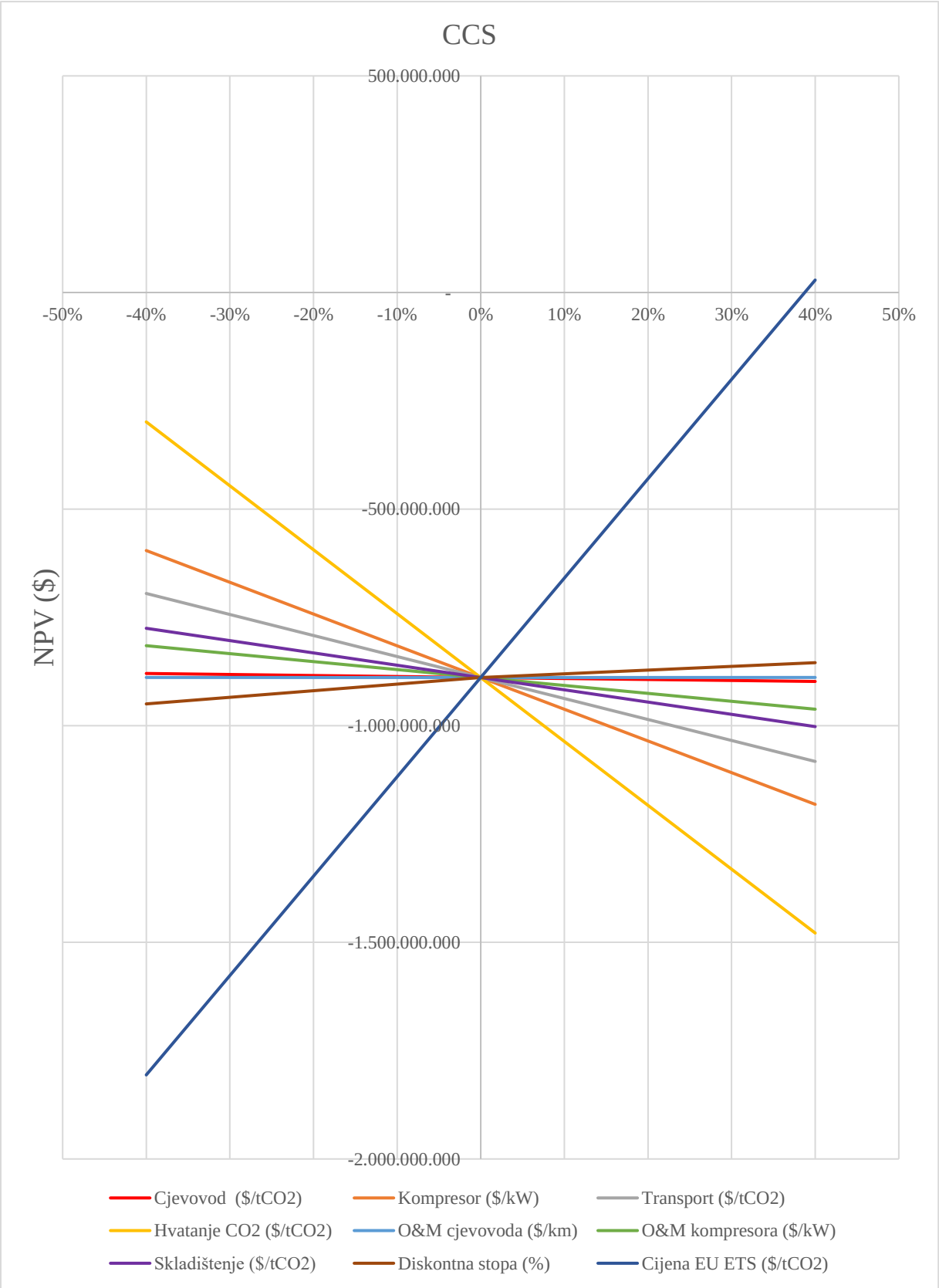
Novčani tok i kretanje NPV vrijednosti kroz životni vijek CCUS-a (slika 8-9.) ukazuju na jako blagi trend pada NPV vrijednosti nakon prestanka EOR-a, skoro pa neprimjetno, što je uvjetovano vrlo malim iznosom negativnog godišnjeg diskontiranog novčanog toka. Time se ukazuje na to da se nakon prestanka primjene CO_2-EOR metode, utiskivanje CO_2 može profitabilno nastaviti još dugi niz godina u dubokim slanim vodonosnicima koji se nalaze ispod naftnih ležišta. Prema rezultatima NPV analize, primjena CO_2-EOR-a u sklopu CCUS-a je vrlo profitabilna investicija za postizanje cilja značajnog smanjenja emisija CO_2.



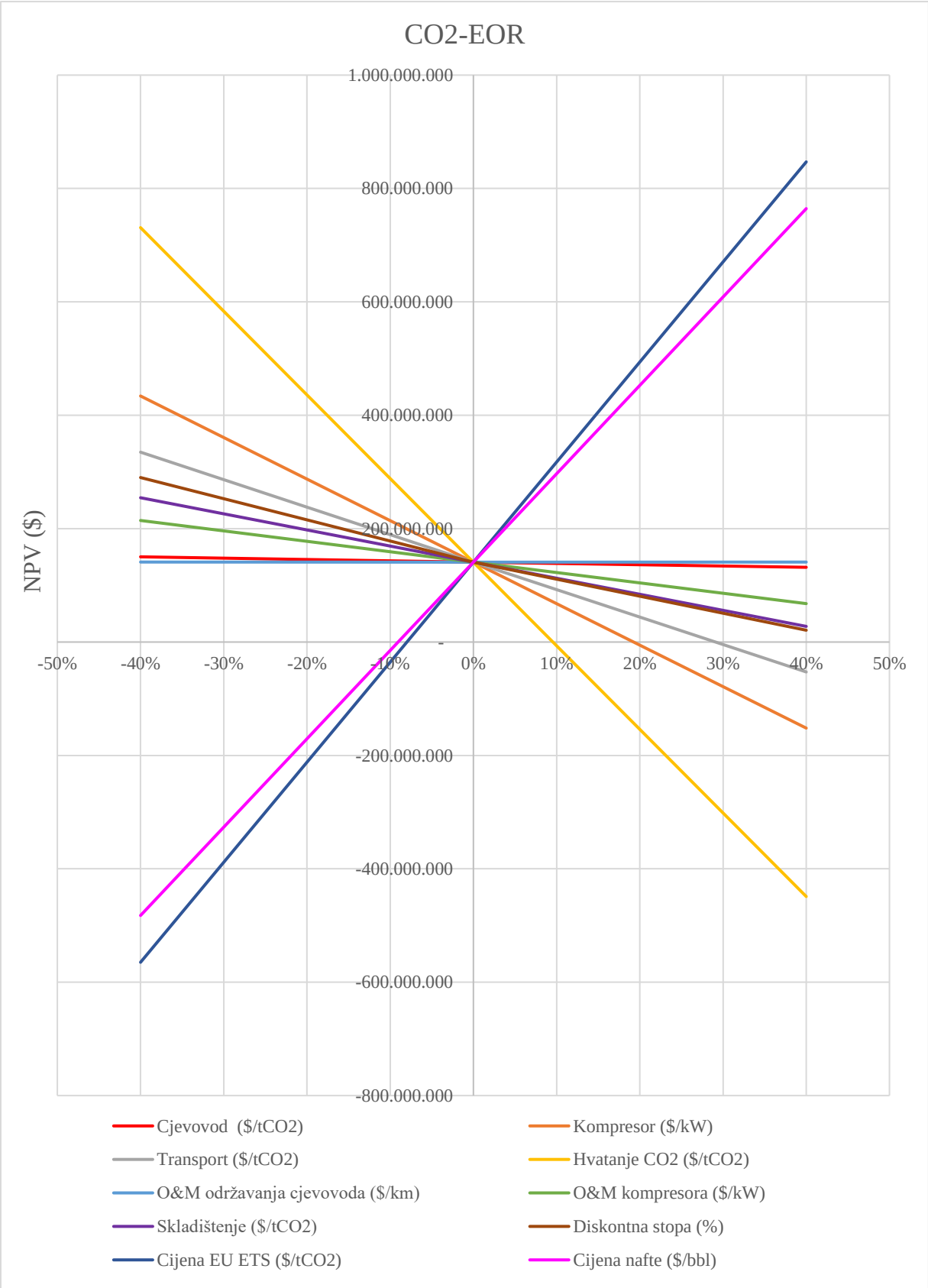
Slika 8-9. Prikaz novčanog toka za scenarij CCUS s trenutačnom cijenom nafte i emisijskih jedinica EU ETS

8.3. Analiza osjetljivosti

U kombinaciji s NPV analizom, napravljena je analiza osjetljivosti (engl. *Sensitivity analysis*) kojom se utvrđuje utjecaj promjene svakog ekonomskog parametra na NPV vrijednost projekta, kako bi se utvrdili mogući rizici i osjetljivost profitabilnosti CCS/CCUS projekta. Analiza osjetljivosti za scenarij CCS prikazana je slikom 8-10., a za scenarij CCUS slikom 8-11. Za oba scenarija je vidljivo da najveći utjecaj na profitabilnost projekta ima cijena EU ETS emisijskih jedinica, dok nešto manji utjecaj ima cijena nafte za scenarij CCUS. Što je njihova cijena veća to je i prihod veći što u konačnici rezultira većom NPV vrijednosti, i obrnuto. CAPEX i OPEX troškovi uglavnom utječu na NPV vrijednost u manjim razmjerima, osim troška kaptiranja CO_2 čije povećanje cijene može u velikoj mjeri utjecati na konačnu profitabilnost projekta.



Slika 8-10. Analiza osjetljivosti za scenarij CCS



Slika 8-11. Analiza osjetljivosti za scenarij CCUS

9. ZAKLJUČAK

CCUS tehnologija prepoznata je kao ključna tehnologija koja pruža veliku mogućnost za značajno smanjenje emisija CO_2 u industrijskom i elektroenergetskom sektoru. Za dugoročni uspjeh CCUS-a ključan je razvoj mreže cjevovoda koji bi transportirali CO_2 iz više izvora u jedan ili više ponora. U Hrvatskoj su dokazani povoljni skladišni kapaciteti za CO_2 kojima u prilog idu mnoga iscrpljena ležišta ugljikovodika koja ubrzo mogu biti dostupna za primjenu CO_2-EOR metode, što je ujedno najjača motivacija za implementaciju CCUS-a u Hrvatskoj. Razmatrajući panonsku Hrvatsku, odabrano je 10 antropogenih izvora CO_2 čije bi se emisije skladištile u ležišta naftnog polja Beničanci te naftnih polja Ivanić i Žutica. Za takav primjer provedena je ekonomska analiza kako bi se ukazalo na isplativost za dva slučaja: primjena CO_2-EOR (CCUS) i samo skladištenje CO_2 (CCS). Ekonomskom analizom se dokazalo da skladištenje CO_2 (CCS) trenutno nije ekonomski isplativo (NPV=-889 mil. $), već bi moglo biti isplativo tek ukoliko cijene EU ETS emisijskih jedinica ugljika porastu minimalno do 123,39 $/t$CO_2$ kada bi NPV vrijednost ovakvog projekta bila jednaka nuli. S druge strane, CO_2-EOR projekt se pokazao kao atraktivniji oblik CCUS-a koji je i nakon prestanka proizvodnje nafte profitabilan još dugi niz godina. To znači da se nakon prestanka primjene CO2-EOR metode, CO_2 može i dalje profitabilno utiskivati, ali u duboke slane vodonosnike koji se nalaze ispod naftnih ležišta. Pokazatelji vrijednosti ulaganja u CCUS projekt su NPV vrijednost veća od nule (NPV=141 mil. $) te IRR koji je također veći od nule te iznosi 22%. Analizom osjetljivosti se pokazalo da je ekonomska isplativost projekta najviše ovisna o cijeni emisijskih jedinica ugljika, a zatim i o cijeni nafte. Obzirom na trenutnu situaciju stalnog porasta cijena emisijskih jedinica ugljika, koja je u posljednja dva mjeseca rekordno visoka, može se reći da su doprinosi razvoju CCUS-a sve veći i da se u skorijoj budućnosti može očekivati da će se dekarbonizacija industrijskog sektora usmjeriti na intenzivno planiranje i razvoj CCUS projekata.

U Republici Hrvatskoj je prepoznat potencijal implementacije CCUS-a. Osim brzog ekološkog rješenja, predstavlja i tehnologiju koja može doprinijeti gospodarskom razvoju i ekonomiji naftno-plinske industrije u RH. Stoga, dugogodišnje stečeno iskustvo i znanje koje se posjeduje za CO_2-EOR projekt na Ivaniću i Žutici, treba iskoristiti s ciljem razvoja CCUS-a i primjene EOR metode i na drugim iscrpljenim naftnim poljima RH.

10. LITERATURA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2004. Specification for Line Pipe. API SPECIFICATION 5L. Forty-third edition.
2. BROWNSORT, P., 2019. Briefing on carbon dioxide specifications for transport. 1st Report of the Thematic Working Group on: CO_2 transport, storage and networks. EU CCUS PROJECTS NETWORK (No ENER/C2/2017-65/SI2.793333).
3. BUIT, L., AHMAD, M., MALLON, W., HAGE, F., ZHANG, X., KOENEN, M., 2009. Towards a transport infrastructure for large-scale CCS in Europe. D3.1.2. WP3.1 Report. Standards for CO_2. Revision: 2. CO2Europipe.
4. CARNEIRO, J. F., MESQUITA, P. 2020. Key data for characterizing sources, transport options, storage and uses in promising regions. EU H2020 STRATEGY CCUS Project 837754, Report, pp 170.
5. DET NORSKE VERITAS. 2010. DNV-RP-J202: Design and Operation of CO_2 pipelines.
6. EVANS, P., 2015. Properties of Carbon Dioxide at atmospheric pressure. The Engineering Mindset.com. Mar 30, 2015.
7. FASIMON, S., 2021. Intervju Sandor Fasimon, predsjednik Uprave Ine. INA je predana strateškim ulaganjima – transformaciji rafinerijskog sustava, istraživanju ugljikovodika, jačanju maloprodajne mreže, energetskoj tranziciji i digitalizaciji. Nafta i plin. Znanstveno stručni časopis iz područja energetike. Godište 41. Broj 168.-169./2021. 23-30. str.
8. GLOBAL CCS INSTITUTE, 2012. Carbon Dioxide (CO_2) Distribution Infrastructure. The opportunities and challenges confronting CO_2 transport for the purposes of carbon capture and storage. An observation paper.
9. HERZOG, H. J., 2000. The Economics of CO_2 Separation and Cappture. MIT Energy Laboratory. Cambridge, MA 02139 USA.
10. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2019. Can CO2-EOR really provide carbon-negative oil?. IEA, Paris, 11 April 2019.
11. IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME (IEA GHG), 2004. Impact of Impurities on CO2 Capture, Transport and Storage.

12. IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME (IEA GHG), 2014. CO_2 Pipeline Infrastructure. Report: 2013/18. December, 2013.
13. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP), 2021. CCUS projects in Europe. November, 2021.
14. JENSEN, M. D., SCHLASNER, S. M., SORENSEN, J. A., HAMLING, J. A., 2014. Operational flexibility of CO_2 transport and storage. Energy & Environmental Research Center. United States.
15. KEARNS, D., LIU, H., CONSOLI, C., 2021. Technology Readiness and Costs of CCS. Global CCS Institute.
16. KNOOPE, M. M. J., 2015. Costs, safety and uncertainties of CO_2 infrastructure development. Utrecht University. Doctoral dissertation.
17. METZ, B., DAVIDSON, O., CONINCK, H., LOOS, M., MEYER. L., 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Annex I. Properties of CO_2 and carbon-based flues. Cambridge University.
18. MOSHFEGHIAN, M., 2012. Transportation of CO_2 in Dense Phase. PetroSkills, John M. Campbell.
19. MINISTARSTVO ZAŠTITE OKOLIŠA I ENERGETIKE RH (MZOE), 2020. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu. Zagreb, 2020.
20. NOVAK MAVAR, K., GAURINA-MEĐIMUREC, N., HRNČEVIĆ, L., 2021. Significance of Enhanced Oil Recovery in Carbon Dioxide Emission Reduction. Sustainability 13, no. 4: 1800. https://doi.org/10.3390/su13041800
21. NOVOSEL, D., BABIĆ, Đ., LEONARD, N., MIKULIĆ, S., JELIĆ-BALTA, J., 2020. Pet godina utiskivanja CO_2 za povećanje iscrpka nafte na polju Ivanić i Žutica – Iskustva i rezultati. Nafta i Plin. Vol. 40. No. 163. – 164./2020.
22. PAUL, S., SHEPHERD, R., WOOLLIN, P., 2012. Selection of materials for high pressure CO_2 transport. Paper presented at Third International Forum on the Transportation of CO_2 by Pipeline, Newcastle, June 2012. TWI, Granta Park, Cambridge CB21 6AL, UK.

23. SERPA, J., MORBEE, J., TZIMAS, E., 2011. Technical and Economic Characteristics of a CO2 Transmission Pipeline Infrastructure. Europian Union, Luxebourg: Publications Office of the European Union.
24. SICK, H., MANDERSON, D., 2016. Development of a CO_2 specification for a CCS hub network. WSP: Parsons Brinckerhof.
25. SIMON, K., 2019. Sabiranje i transport nafte i plina I. Bilješke s predavanja. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni-fakultet, Sveučilište u Zagrebu.
26. SMONTARA, N., BILIĆ-SUBAŠIĆ, V., 2014. Croatian Oil Fields EOR Potential. NAFTA 65 (3) 217-223 (2014).
27. VISSER, E., HENDRIKS, C., KOEIJER, G., LILJEMARK, S., BARRIO, M., AUSTEGARD, A., BROWN, A., 2007. D 3.1.3 DYNAMIS CO2 quality recommendations. Ecofys b.v.
28. WETENHALL, B., RACE, J. M., DOWNIE, M. J., 2014. The Effect of CO2 Purity on the Development of Pipeline Networks for Carbon Capture and Storage Schemes.
29. WITKOWSKI, A., MAJKUT, M., RULIK, S., 2014. Analysis of pipeline transportation systemsfor carbon dioxide sequestration. Archives of thermodynamics. Vol. 35 (2014), No. 1, 117–140.
30. WORLD RESOURCES INSTITUTE (WRI). 2008. CCS Guidelines: Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage. Washington, DC: WRI.
31. ZERO EMISSIONS PLATFORM (ZEP). 2020. A Trans-European CO_2 Transportation Infrastructure for CCUS: Opportunities & Challenges.

WEB IZVORI:

32. EMBER, 2022.
URL: https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/ (07.01.2022.)
33. EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY, 2021.
https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer (04.11.2021.)
34. INVESTOPEDIA, 2022.
URL:https://www.investopedia.com/ask/answers/032615/what-formula-calculating-net-present-value-npv.asp (14.01.2022.)

35. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2022.
URL: www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm (07.01.2022.)
36. MINISTARSTVO GOSPODARSTVA I ODRŽIVOG RAZVOJA RH, 2020.
URL: http://roo.azo.hr/rpt.html (10.11.2021.)
37. MOLGROUP, 2017.
URL:https://molgroup.info/storage/documents/case_studies/climate_change/co2_eor_project_croatia_origin.pdf (17.11.2021.)
38. PLINACRO, 2021a.
https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=162 (30.11.2021.)
39. PLINACRO, 2021b.
URL:https://www.plinacro.hr/UserDocsImages/dokumenti/Popis_priklju%C4%8Daka_0510_2021.pdf?vel=427892 (30.11.2021.)
40. THERMAL ENGINEERING, 2019.
URL:https://www.thermal-engineering.org/what-is-moody-diagram-definition/ (11.12.2021.)
41. TRIDENT STEEL & ENGG. CO., 2008.
URL: https://www.tridentsteel.co.in/carbon-steel-pipe-price-list.html (30.12.2021.)
42. TRIDENT STEEL & ENGG. CO., 2021.
URL: https://www.tridentsteel.co.in/carbon-steel-pipe-tube.html#price (30.12.2021.)

Prilog 2-1. Pregled postojećih i planiranih CCUS projekata u Europi (IOGP, 2021)

NAZIV PROJEKTA	DRŽAVA	TIP PROJEKTA	IZDVOJENI CO_2/GOD.	POČETAK PROJEKTA	STATUS PROJEKTA
ViennaGreenCO2	Austrija	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	N/A	2018.	Završena pilot faza
Leilac	Belgija	Industrijsko hvatanje	N/A	2018.-2020.	2-godišnji test hvatanja CO2
Antwerp@C (Port of Antwerp)	Belgija	Industrijsko hvatanje	9 Mtpa	N/A	Studija izvedivosti
Flite	Belgija	Industrijsko hvatanje	500 million m3/god.	2025.	N/A
C4U	Belgija	Industrijsko hvatanje	N/A	2024.	Studija izvedivosti
North-CCU-Hub	Belgija	Hvatanje CO2 i proizvodnja električne energije	N/A	2024.	Potpisan sporazum o razvoju demonstracijskog projekta
Power-to-Methanol Antwerp BV	Belgija	Hvatanje CO2 i proizvodnja električne energije	0,011 Mtpa	2023.	N/A
iCORD	Hrvatska	Industrijsko hvatanje	1 Mt	2025.	Studija izvedivosti
CO2 EOR Project	Hrvatska	EOR	0,560 Mt	2015.	U radu
Bio-Refinery plant	Hrvatska	Industrijsko hvatanje	0,06 Mt	2024.	
Onshore storage project	Češka	Industrijsko hvatanje i skladište CO2	N/A	2024/2025.	N/A
Greensand	Danska	Skladištenje CO2	8 Mtpa	2025.	Pilot faza u planu
C4: Carbon Capture Cluster Copenhagen	Danska	Hvatanje i skladištenje CO2; proizvodnja električne energije	3 Mtpa	N/A	Studija izvedivosti
Copenhil	Danska	Gubitci energije	0,5 Mtpa	2025	Napredni razvoj
Lacq	Francuska	Hvatanje i skladištenje CO2	50,000 tonnes	2009.	Demonstracija uspješno završena
DMX Demonstration in Dunkirk	Francuska	Hvatanje i skladištenje CO_2	3 Mtpa	2022.	-
Pycasso	Francuska	Hvatanje, transport i skladištenje CO_2	1 Mtpa	2030.	Izrada studije
H2morrow	Njemačka	Proizvodnja vodika iz prirodnog plina	1,9	2027.	Studija izvedivosti
LEILAC 2	Njemačka	Industrijsko hvatanje	0,1 Mtpa	2025.	Faza projektiranja
CO_2 liquefaction and buffer storage in Wilhelmshaven	Njemačka	Transport i skladištenje CO_2	4,3 Mtpa	N/A	N/A
Energean Carbon Storage	Grčka	Skladištenje CO_2	2,5 Mtpa	N/A	Prijedlog dostavljen vladi
Orca	Island	Izravno hvatanje CO_2 iz zraka	4.000 t	2021.	U radu
Hellisheidi	Island	Industrijsko hvatanje	12,000 t	2014.	U radu
Silverstone	Island	Hvatanje i skladištenje CO2	0,034 Mtpa	2025.	N/A

ERVIA	Irska	Hvatanje CO2 i proizvodnja električne energije	2 Mtpa	2028.	Studija izvedivosti
CCS Ravenna Hub	Italija	Hvatanje CO2; proizvodnja električne energije; plavi vodik	0.04-5,0 Mtpa	2025-2028.	Studija predizvosti
Adriatic Blue CCS	Italija	Skladištenje CO2	N/A	2026.	U izgradnji
Cleankerk	Italija	Industrijsko hvatanje	N/A	2021.	N/A
Porthos (Port of Rotterdam)	Nizozemska	Industrijsko hvatanje	5 Mtpa	2024.	Studija izvedivosti
Aramis (Den Helder)	Nizozemska	Industrijsko hvatanje	5 Mtpa	2026.	N/A
Magnum	Nizozemska	Proizvodnja vodika iz prirodnog plina	4 Mtpa	2024.	Studija izvedivosti
Carbon Connect Delta	Nizozemska	Industrijsko hvatanje	1 Mt by 2023, 6,5 Mt by 2030	2023.	Studija izvedivosti
H-Vision	Nizozemska	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	2,2 – 4,3 Mtpa	2026.	N/A
Twence Waste-to-energy CO2 Capture and Utilisation	Nizozemska	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	0.002-0.003 Mtpa	2014.	U radu
AVR-Duiven	Nizozemska	Hvatanje CO2	0.1Mtpa	2019.	U radu
Project Everest	Nizozemska	Hvatanje CO_2	5,5 Mtpa	N/A	N/A
Vlissingen Cryocap FG	Nizozemska	Odobalno skladištenje	0,8 Mtpa	N/A	N/A
Sleipner CO2 Storage	Norveška	Industrijsko hvatanje	Approx. 1 Mtpa, and over 17 million tonnes has been injected since inception to date	1996.	U radu
Snøhvit CO2 Storage	Norveška	Industrijsko hvatanje	0.70 Mtpa	2008.	U radu
Longship (including Northern Lights)	Norveška	Industrijsko hvatanje	0.8 Mtpa	2023-2024.	Odluka o završnom ulaganju
Polaris CCS	Norveška	Skladište CO2	N/A	2022	N/A
Norsk e-fuel	Norveška	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	0.025 - 0.25 Mtpa	2026.	N/A
Borg CO_2	Norveška	Hvatanje CO_2	0,63 Mtpa	N/A	N/A
Fortum Oslo Varne	Norveška	Hvatanje CO_2	0,4 Mtpa	N/A	N/A
Barents Blue	Norveška	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	N/A	Sredinom 2020-ih	Rana faza razvoja
Norcem Brevik	Norveška	Industrijsko hvatanje	0,4 Mtpa	2024.	U izgradnji
Pilot CCS Project	Norveška	Hvatanje i skladištenje CO_2	N/A	N/A	N/A

Poland EU CCS Interconnector	Poljska	Transport i skladištenje CO_2	2,7 Mtpa	-	-
Onshore storage Project	Rumunjska	Industrijsko hvatanje i skladište CO2	N/A	2024/2025.	N/A
CCU Lighthouse Carboneras	Španjolska	Izdvajanje i upotreba CO_2	0,05 Mtpa	2022.	N/A
Preem CCS	Švedska	Industrijsko hvatanje; Proizvodnja vodika iz prirodnog plina	500.000 tonnes	2025.	Pilot faza
Stockholm Exergi Bio-CCS	Švedska	Hvatanje CO_2; proizvodnja električne energije; BECCS[8]	0,8 Mt	2025.	Napredni razvoj
Cementa Slite Plant	Švedska	Hvatanje CO_2	1,8 Mtpa	N/A	Studija izvedivosti završena
Vattenfall Uppsala	Švedska	Hvatanje CO2	0,2 Mtpa	N/A	Studija izvedivosti završena
CinfraCap	Švedska	Transport i skladištenje CO2	2 Mtpa	N/A	Završena studija
Acorn	UK	Transport i skladištenje CO2	N/A	2021.-2023.	Napredni razvoj
Caledonia Clean Energy	UK	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	4 Mtpa	2024.	Studija izvedivosti
H21 North of England	UK	Proizvodnja vodika iz prirodnog plina	3 Mtpa	2020-te	Studija izvedivosti
Liverpool-Manchester Hydrogen Cluster	UK	Proizvodnja vodika iz prirodnog plina	1.5 Mtpa (10% H2) - 9.5 Mtpa (100% H2)	2020-te	Studija izvedivosti
Net Zero Teesside	UK	Hvatanje i skladištenje CO_2	10 Mtpa	2026.	Tehnički razvoj i odabir poslovnog modela
Zero Carbon Humber	UK	Hvatanje CO_2	9,5 Mtpa	N/A	N/A
Liverpool Bay Area CCS Project	UK	Hvatanje i skladištenje CO2	1-3 Mtpa	2025.	Faza selekcije
STEMM-CCS	UK	Skladištenje CO2	N/A	2020.	U radu
CO2 Sapling Transport Infrastructure Project	UK	Transport CO2	4,3 Mtpa	N/A	N/A
H2Teeside	UK	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	2 Mtpa	2027.	Studija izvedivosti
H2H Saltend	UK	Hvatanje CO_2 i proizvodnja električne energije	0.9-2.6 Mtpa	2026.	Odluka o završnom ulaganju
HyNet	UK	Hvatanje i skladištenje CO2	1 Mtpa	N/A	Odluka o završnom ulaganju se očekuje 2021.
South Wales Industrial Cluster	UK	Hvatanje, transport I skladištenje CO_2	15 Mtpa	N/A	N/A
Northern Endurance Partnership	UK	Hvatanje i skladištenje CO2	10 Mtpa	N/A	Skladištenje CO_2 odobrila OGA

[8] BECCS (engl. *bioenergy with carbon capture and storage*) – hvatanje i izdvajanje CO_2 iz biomase

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradila samostalno, služeći se navedenom literaturom i stečenim znanjima na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu uz stručno vodstvo mentorice prof. dr. sc. Darie Karasalihović Sedlar i pomoć Filipa Vodopića mag. ing. petrol. tijekom pisanja rada.

Markov

Ivana Markov

KLASA: 602-01/22-01/1
URBROJ: 251-70-12-22-2
U Zagrebu, 15.02.2022.

Ivana Markov, studentica

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-01/22-01/1, URBROJ: 251-70-12-22-1 od 07.01.2022. priopćujemo vam temu diplomskog rada koja glasi:

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA CJEVOVODNOG TRANSPORTA CO2 U REPUBLICI HRVATSKOJ

Za mentoricu ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o izradi i obrani diplomskog rada Prof.dr.sc. Daria Karasalihović Sedlar nastavnik Rudarsko-geološko-naftnog-fakulteta Sveučilišta u Zagrebu.

Mentorica:

(potpis)

Prof.dr.sc. Daria Karasalihović Sedlar

(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za završne i diplomske ispite:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Luka Perković

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Borivoje Pašić

(titula, ime i prezime)