



# ZBORNIK RADOVA PROCEEDINGS

## 41. MEĐUNARODNI ZNANSTVENO-STRUČNI SKUP STRUČNJAKA ZA PLIN 41<sup>st</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC & EXPERT MEETING OF GAS PROFESSIONALS

**Pod visokim pokroviteljstvom / Under the High Auspices of**

Ministarstvo gospodarstva /  
Ministry of Economy

Hrvatski zavod za norme /  
Croatian Standards Institute

**Opatija, Republika Hrvatska, 6. – 8. svibnja 2026.  
Opatija, Croatia, 6 – 8 May 2026**

**ZBORNİK RADOVA 41. MEĐUNARODNOG ZNANSTVENO-STRUČNOG SKUPA  
STRUČNJAKA ZA PLIN**

**PROCEEDINGS OF THE 41<sup>st</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC & EXPERT  
MEETING OF GAS PROFESSIONALS**

**Izdavač / Publisher:**

Hrvatska stručna udruga za plin / Croatian Gas Association, Heinzelova 9, Zagreb

Email: [hsup@hsup.hr](mailto:hsup@hsup.hr)

URL: <https://susret.hsup.hr/zbornik-radova/>

**Organizacijski odbor / Organization Committee:**

Dalibor Pudić, *predsjednik / Chair*

Davor Matić

Ivan Topolnjak

Josip Dičak

Laslo Farkaš Višontai

Mladen Novaković

Sabina Škrtić

Srećko Ezgeta

Vedran Špehar

Vlado Mandić

Zoran Dojčinović

**Međunarodni programski odbor / International Program Committee:**

Dalibor Pudić, *predsjednik / Chair* (Hrvatska)

Alessandro Ruggiero (Italija)

Alfredo Višković (Hrvatska)

Anica Hunjet (Hrvatska)

Berislav Pavlović (Hrvatska)

Darko Pavlović (Hrvatska)

Eraldo Banovac (Hrvatska)

Franc Cimerman (Slovenija)

Grzegorz Królczyk (Poljska)

Károly Belina (Mađarska)

Nikola Vištica (Hrvatska)

Sergej Hloch (Slovačka)

Zlatko Tonković (Hrvatska)

Željko Požega (Hrvatska)

**Međunarodni znanstveni odbor / International Scientific Committee:**

Eraldo Banovac, *predsjednik / Chair* (Hrvatska)

Aleksandar Sedmak (Srbija)

Bálint Bachmann (Mađarska)

Dalibor Pudić (Hrvatska)

Damir Rajković (Hrvatska)

Dražan Kozak (Hrvatska)

Ferenc Orbán (Mađarska)

Igor Dekanić (Hrvatska)

Ivan Samardžić (Hrvatska)

Marinko Stojkov (Hrvatska)

Nenad Gubelj (Slovenija)

Robert Čep (Češka)

Somnath Chattopadhyaya (Indija)

Stanislaw Legutko (Poljska)

**Međunarodni recenzentski odbor / International Peer Review Committee:**

Darko Pavlović, *predsjednik / Chair* (Hrvatska)

Andreja Ana Lopac (Hrvatska)

Bálint Bachmann (Mađarska)

Dalibor Pudić (Hrvatska)

Franc Cimerman (Slovenija)

Gordana Sekulić (Hrvatska)

Nikola Vištica (Hrvatska)

Robert Čep (Češka)

All papers are reviewed. The authors are responsible for the content and accuracy of their published papers. The editors do not accept any responsibility for the content and accuracy of such papers, nor responsibility for any editorial, typographical or of any other mistakes, nor for any associated consequences.

**Zbornik radova / Proceedings**

Urednici / Editors: Eraldo Banovac, Dalibor Pudić

Tehnički urednik / Technical editor: Zoran Dojčinović

Pod visokim pokroviteljstvom /  
Under the High Auspices of



REPUBLIKA HRVATSKA  
Ministarstvo  
gospodarstva



Hrvatski zavod za norme  
Croatian Standards Institute

Glavni partneri / Main partners



Zlatni sponzor skupa / Gold Sponsor of the Meeting



Sponzori skupa / Sponsors of the Meeting



GRADSKA  
PLINARA  
BJELOVAR

Suorganizatori / Co-Organizers



TERMOPLIN d.d. VARAŽDIN  
regionalni distributor



Uz potporu /  
With the support of

Medijski pokrovitelji / Media Sponsors



## Sadržaj / Contents

<b>POZVANO PREDAVANJE / INVITED LECTURE: Globalna kretanja na tržištu plina i utjecaj na sigurnost opskrbe u doba energetske tranzicije – 25 godina uloge Plinacra u europskom plinskom sustavu. Darko Pavlović, Ivica Arar .....</b>	<b>1</b>
Uloga prirodnog plina u Republici Hrvatskoj. Daniel Golja, Vlatka Kos Grabar Robina, Robert Fabek .....	26
Pressure-dependent effects of injected gas composition during gas cycling in gas condensate reservoirs. Boufatah Ishak .....	36
Isolating flanges at station–pipeline interfaces: H <sub>2</sub> and CO <sub>2</sub> considerations for selection, verification, and installation assurance. Steffen Rathmann, Tim Vogel .....	43
Ammonia as a low-carbon vector: A system-level techno-economic assessment of production, integration, and export applications. Djallal Boucheneb .....	53
Ensuring continuous and priority biomethane injection under high network pressure conditions. Tommaso Russo .....	62
Projekt povećanja kapaciteta Terminala za UPP. Dario Ferenčaba, Marko Častek .....	68
Strategic analysis of the European LNG market using weighted SWOT approach. KAMEL Karim .....	80
Modeling sulfur solubility in sour gas mixtures using Artificial Neural Network. Khaled Ourabah, Hakim Djema .....	86
Thermal and acoustic insulation for cryogenic pipes in LNG terminals. Construction and maintenance. Practical experience. Jarema Chmielarski, Djura Bindas .....	93
Development and qualification of hydrogen transport and storage infrastructure in Algeria: assessment of existing pipelines and advanced composite materials with hydrogen barrier liners. Omar Bouledroua .....	103
Izvještaj o ponašanju niskotlačnih regulatora tlaka nakon dugotrajnog rada u plinskoj mreži. Berislav Pavlović, Fikret Nasić .....	114
Iskustva primjene i provedbe Uredbe (EU) 2024/1787 na plinskom transportnom sustavu. Luka Ivanec, Goran Rončević .....	125
Kako postići NIS2 sukladnost. Dražen Dorić, Kruno Jurlina, Sandra Vdovjak .....	137
A solution for the quantification and reduction of methane emissions. Tommaso Russo .....	145
Učinci prijedloga izmjena Zakona o javnoj nabavi na postupke javne nabave u sektoru plina. Petra Šantić .....	151

Pametno umrežavanje plina, topline i vode – put prema integriranom energetsom upravljanju. Miroslav Šolić, Alen Počinak, Dalibor Bukvić, Vjekoslav Kovačević, Damir Hrajnek.....	168
Natural gas as a pillar of energy security and the African–European partnership: An analytical insight into the Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP). Brikat Abdelghani .....	176
Tehnički i operativni aspekti miješanja H <sub>2</sub> s prirodnim plinom, upotreba mješavine i izdvajanje vodika na interesnim točkama sustava uz korištenje postojeće plinovodne infrastrukture. Mislav Kalafatić, Mario Perić .....	185

**POZVANO PREDAVANJE / INVITED LECTURE**

**Globalna kretanja na tržištu plina i utjecaj na sigurnost opskrbe u doba energetske tranzicije – 25 godina uloge Plinacra u europskom plinskom sustavu**

***Global developments in the gas market and impact on supply security in the era of energy transition – 25 years of Plinacro's role in the European gas system***

**Darko Pavlović**

Plinacro d.o.o., Operator plinskog transportnog sustava, Zagreb, Republika Hrvatska

**Ivica Arar**

Plinacro d.o.o., Operator plinskog transportnog sustava, Zagreb, Republika Hrvatska

**Sažetak**

Globalna kretanja na tržištu prirodnog plina posljednjih su godina snažno obilježena geopolitičkim poremećajima, povećanom volatilnošću cijena plina i električne energije te ponovnim pozicioniranjem sigurnosti opskrbe u središte europske energetske politike. U uvjetima energetske tranzicije i ubrzane potrebe za diverzifikacijom izvora i pravaca opskrbe, uloga nacionalnih transportnih sustava i njihovih operatora dobiva novu, izrazito stratešku dimenziju. U tom širem europskom kontekstu Republika Hrvatska se tijekom proteklog desetljeća postupno pomaknula s pozicije strukturne ranjivosti prema ulozi relevantnog tranzitnog čvorišta, ne samo za gravitirajuću regiju, nego i za širu regiju jugoistočne Europe. Taj je pomak u velikoj mjeri rezultat najintenzivnijeg infrastrukturnog ciklusa u povijesti hrvatskog plinskog sustava, financiranog ponajprije kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti (NPOO), jačanja međunarodnih interkonekcija prema Sloveniji i Mađarskoj te rastuće strateške važnosti UPP terminala na otoku Krku. Iskustvo razvoja hrvatskog plinskog transportnog sustava u posljednjih 25 godina pokazuje kako infrastrukturna ulaganja, inicijalno usmjerena na nacionalnu sigurnost opskrbe, mogu prerasti u regionalni stabilizacijski mehanizam u uvjetima geopolitičke i tržišne neizvjesnosti. Analiza ukazuje na dvostruku dinamiku razvoja sustava. S jedne strane jača se tranzitna funkcija i tehnička fleksibilnost plinske mreže, čime se povećava otpornost na poremećaje u opskrbi. S druge strane, strukturni pad domaće proizvodnje prirodnog plina povećava izloženost globalnim tržišnim i cjenovnim poremećajima, otvarajući pitanja dugoročne održivosti i učinkovitog upravljanja rizicima. Dodatni izazov predstavlja regulatorni okvir, osobito u kontekstu promjena tarifnih stavki koje izravno utječu na investicijske mogućnosti i prihodovni model operatora sustava. U radu je naglašena uloga plinskog sustava u razvoju buduće vodikove infrastrukture, pri čemu se javljaju dileme koje nadilaze isključivo tehnička pitanja. Sustav ulazi u dvojaku dinamiku: s jedne strane prisutan je paradoks nedostatne potražnje uz istodoban pritisak na pravodobna infrastrukturna ulaganja, dok s druge strane ubrzano pozicioniranje budućih vodikovih koridora može poprimiti obilježja geopolitičke konkurencije među državama.

Takva dinamika nosi rizik neusklađenih i kompetitivnih investicijskih odluka koje u dugom roku mogu umanjiti ekonomsku učinkovitost i sigurnost energetskih sustava. Koliko će se brzo i u kojem opsegu ti procesi materijalizirati ostaje otvoreno pitanje, osobito u srednjoeuropskom kontekstu. Zaključno, hrvatski plinski sustav danas se nalazi na raskrižju globalnih tržišnih kretanja, europskih sigurnosnih prioriteta i tranzicijskih ciljeva. Iskustvo stečeno tijekom 25 godina razvoja Plinacra upućuje na to da će buduća otpornost sustava ovisiti o sposobnosti uravnoteženog povezivanja sigurnosti opskrbe, tržišne integracije i dugoročno održivih infrastrukturnih odluka u razdoblju pojačane geopolitičke i tržišne neizvjesnosti.

**Ključne riječi:** energetska geopolitika, energetska tranzicija, globalna tržišta plina, Plinacro, plinska infrastruktura, sigurnost opskrbe, UPP

### **Abstract**

*Global developments in natural gas market over recent years have been strongly shaped by geopolitical disruptions, increased volatility in gas and electricity prices, and the renewed positioning of security of supply at the core of European energy policy. In the context of the energy transition and the accelerating need to diversify supply sources and routes, the role of national transmission systems and their operators is acquiring a new and distinctly strategic dimension. Within this broader European context, the Republic of Croatia has gradually shifted over the past decade from a position of structural vulnerability towards that of a relevant transit hub, not only for its immediate surroundings but also for the wider region of Southeast Europe. This transformation is largely the result of the most intensive infrastructure investment cycle in the history of the Croatian gas system, financed primarily through the National Recovery and Resilience Plan (NRRP), strengthening international interconnections with Slovenia and Hungary, and the growing strategic importance of the LNG terminal on the island of Krk. Experience gained from the development of the Croatian gas transmission system over the past 25 years demonstrates how infrastructure investments, initially conceived as a response to national security of supply concerns, can evolve into a regional stabilisation mechanism under conditions of geopolitical and market uncertainty. The analysis points to a dual development dynamic. On the one hand, the transit function and technical flexibility of the gas network are being strengthened, thereby increasing resilience to supply disruptions. On the other hand, the structural decline in domestic natural gas production heightens exposure to global market and price shocks, raising questions of long-term sustainability and effective risk management. An additional challenge is posed by the regulatory framework, particularly changes in tariff structures, which have a direct impact on investment capacity and the revenue model of the transmission system operator. The paper emphasizes the role of the gas system in the development of future hydrogen infrastructure, where dilemmas arise that transcend strictly technical issues. The system is entering a dual dynamic: on the one hand, there is a paradox of insufficient demand combined with pressure for timely infrastructure investments, while on the other hand, the accelerated positioning of future hydrogen corridors may take on the characteristics of geopolitical competition between states.*

*Such dynamics entail the risk of uncoordinated and competitive investment decisions which, in the long run, may undermine both economic efficiency and energy system security. The pace and scale at which these processes will materialise remain an open question, particularly in the Central European context. In conclusion, the Croatian gas system today finds itself at the intersection of global market developments, European security priorities, and energy transition objectives. Experience accumulated over 25 years of Plinacro's development suggests that future system resilience will depend on the ability to balance security of supply, market integration, and long-term sustainable infrastructure decisions in a period of heightened geopolitical and market uncertainty.*

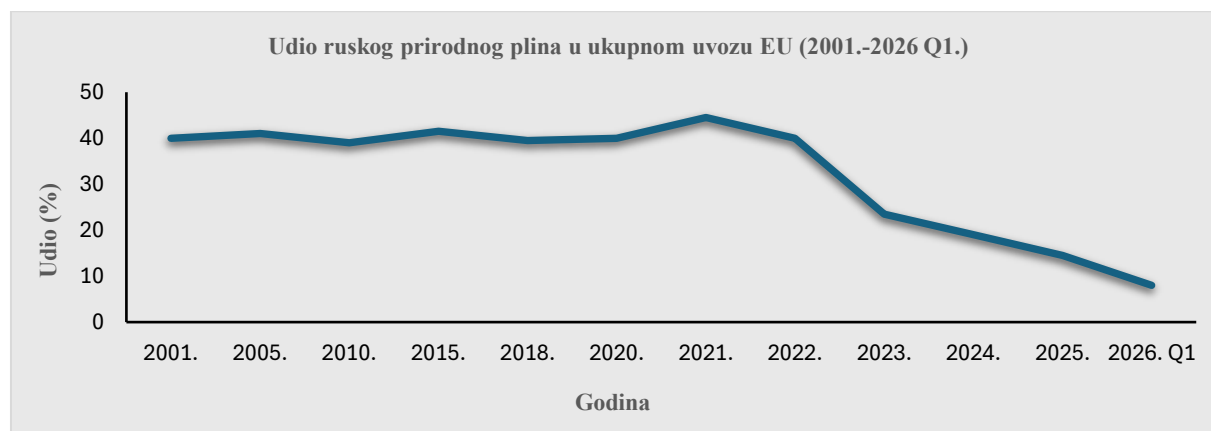
**Keywords:** energy geopolitics, energy transition, gas infrastructure, global gas markets, LNG, Plinacro, security of supply

### **1. Uvod**

Energetski sustavi početkom trećega desetljeća 21. stoljeća prolaze kroz duboku strukturnu promjenu pod utjecajem klimatskih politika, tehnološkoga razvoja i geopolitičke fragmentacije međunarodnoga poretka. U takvim okolnostima sigurnost opskrbe energijom više se ne može svoditi samo na raspoloživost energenata, nego se sve jasnije pokazuje kao pitanje otpornosti cijeloga energetskeg sustava. Takav zaokret potvrđuje i Rezolucija Europskoga parlamenta o

sigurnosti opskrbe energijom u Uniji iz srpnja 2025. godine, koja naglašava da promijenjeni pravci opskrbe, novo geopolitičko okruženje, klimatske promjene i tehnološka transformacija zahtijevaju šire poimanje energetske sigurnosti [1]. Povijesno gledano, sigurnost opskrbe najprije se vezivala uz diverzifikaciju izvora. Tu je logiku još početkom 20. stoljeća sažeo Winston Churchill tvrdnjom da „*sigurnost i izvjesnost leže u raznolikosti*” [2]. Njegova odluka o prelasku Kraljevske mornarice s ugljena na naftu pokazala je da veća energetska učinkovitost istodobno može proizvesti i novu vanjsku ovisnost, pa je diverzifikacija postala trajno načelo sigurnosti opskrbe [3]. Danas se to načelo više ne odnosi samo na izvore energije, nego i na infrastrukturu, dobavne pravce, tehnologije i institucionalne mehanizme upravljanja rizikom.

Prirodni plin u razdoblju energetske tranzicije zauzima složenu, ali i dalje važnu poziciju. Iako ne može biti dugoročno rješenje za dekarbonizaciju, u prijelaznom razdoblju ostaje važan zbog fleksibilnosti, mogućnosti skladištenja i uloge u stabilizaciji sustava s rastućim udjelom obnovljivih izvora. Njegov emisijski intenzitet niži je od emisijskoga intenziteta ugljena, što mu daje prijelaznu prednost, premda uz jasna ograničenja povezana s emisijama metana i potrebom razvoja niskougljičnih tehnologija [4–6]. Kriza europskoga plinskog tržišta 2022. godine ogolila je granice modela koji je sigurnost opskrbe pretežito vezao uz dugoročne ugovore i tržišnu integraciju. Europska plinska međuovisnost s Rusijom bila je rezultat višedesetljetnoga razvoja i infrastrukturne povezanosti koja seže do sporazuma iz 1970-ih [7]. U razdoblju prije krize Europska unija znatan je dio uvoza prirodnoga plina osiguravala upravo iz Ruske Federacije, no nakon 2022. slijedi nagli i strukturni pad toga udjela [8,9]. Slika 1 pokazuje da se udio ruskoga plina u ukupnom uvozu EU-a tijekom dva desetljeća zadržavao oko 40–45 %, da bi nakon 2022. uslijedio nagli i strukturni pad ispod 20 %. Preliminarni podaci za prvi kvartal 2026. upućuju na daljnji pad, ispod 10 % ukupnoga uvoza, što potvrđuje ubrzanu diverzifikaciju izvora opskrbe.



Slika 1. Udio ruskog prirodnog plina u ukupnom uvozu EU-a (2001.–2026.)

Izvor: Eurostat, IEA; 2026 Q1 preliminarno, prilagodba autora.

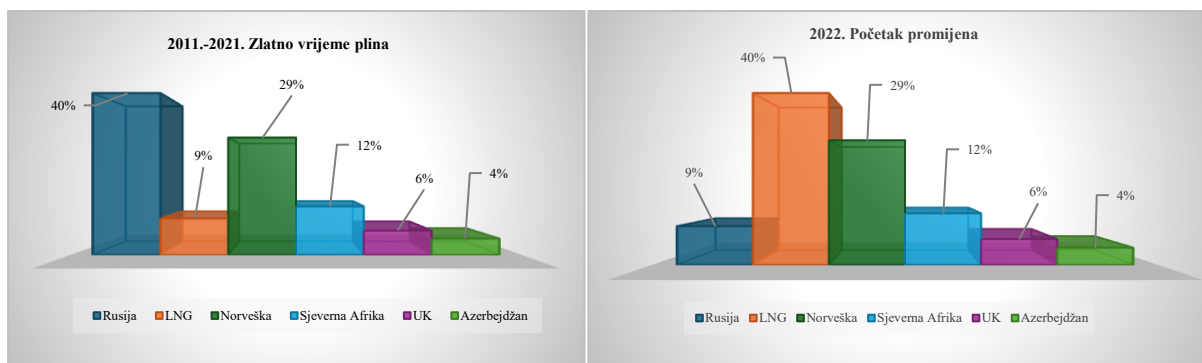
Taj zaokret nije posljedica jednoga čimbenika, nego kombinacije regulatornih odluka, diverzifikacije dobavnih pravaca i ubrzanoga razvoja infrastrukture za ukapljeni prirodni plin. Plan REPowerEU [10] institucionalizirao je strategiju smanjenja ovisnosti o ruskim fosilnim gorivima, dok je Uredba (EU) 2022/1032 [11] o obveznoj potpunosti skladišta plina prije ogrjevnice sezone promijenila način upravljanja sigurnosnim zalihama. Time se pokazalo da se energetska pitanja više ne mogu promatrati isključivo kroz tržišnu logiku. Koncept sekuritizacije opskrbe energijom (engl. *securitization of energy supply*) upućuje na prijelaz energetske pitanja iz područja tržišne politike u područje sigurnosne politike [12], dok teorija kompleksne međuovisnosti upozorava da ekonomska povezanost sama po sebi ne uklanja asimetrije moći [13]. Iskustvo europskoga plinskog tržišta nakon 2022. pokazalo je da sigurnost

opskrbe ne proizlazi samo iz tržišne konkurencije i likvidnosti čvorišta, nego i iz fizičke strukture sustava, diverzificiranih pravaca dobave, raspoloživih skladišnih kapaciteta, reverzibilnih tokova i koordiniranoga regulatornog okvira [14,15]. Sigurnost opskrbe prirodnim plinom danas više ne ovisi samo o raspoloživosti resursa, tržišnoj likvidnosti i regulatornoj koordinaciji, nego i o stabilnosti infrastrukturnih i prometnih koridora kojima se energija prenosi i transportira. Širenje tržišta UPP-a povećalo je fleksibilnost opskrbe, ali je istodobno pojačalo osjetljivost sustava na poremećaje u izvoznim terminalima, pomorskim prolazima i prekograničnim čvorištima. Posebno mjesto u prostornoj dimenziji energetske sigurnosti imaju tzv. uska grla opskrbe (*chokepoints*), odnosno uski pomorski i kopneni koridori kroz koje prolazi nerazmjerno velik udio svjetskih tokova energenata. Njihova ranjivost može izravno ugroziti sigurnost opskrbe i stabilnost energetskih tržišta. Hormuški tjesnac, Bab el-Mandeb, Sueski kanal, Bospor i Dardaneli i dalje pokazuju da je globalna energetika snažno vezana uz ograničen broj kritičnih točaka, pa sigurnost opskrbe sve više ovisi o mogućnosti preusmjeravanja tokova, dostupnosti alternativnih pravaca i unutarnjoj povezanosti mreže [16,17]. Na toj pozadini posebno se izdvaja razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava tijekom posljednjih 25 godina. Hrvatski plinski sustav postupno se pomaknuo od mreže pretežito usmjerene na domaću opskrbu prema infrastrukturi koja ima širu regionalnu važnost. Taj je pomak povezan s jačanjem međunarodnih interkonekcija, razvojem dvosmjernih tokova, izgradnjom i rastućom ulogom terminala za UPP na otoku Krku te investicijskim ciklusom potaknutim europskim mehanizmima oporavka i otpornosti. Hrvatski plinski sustav zato se više ne može promatrati samo kao nacionalna infrastruktura, nego i kao dio gravitirajućega regionalnog prostora, odnosno širega regionalnog okvira sigurnosti opskrbe. U tom kontekstu strateška važnost prirodnoga plina ne proizlazi samo iz volumena trgovine i razine potražnje, nego i iz mjesta koje zauzima u sustavu proizvodnje, transporta, skladištenja i prekogranične međuovisnosti. Prirodni plin stoga nije moguće promatrati samo kao tržišni energent, jer njegova dostupnost i funkcionalna vrijednost ovise o fizičkoj infrastrukturi, prostornoj konfiguraciji tokova i sposobnosti sustava da apsorbira geopolitičke poremećaje. Polazeći od toga, rad razmatra transformaciju globalnoga i europskoga tržišta prirodnoga plina te njezine implikacije za sigurnost opskrbe, s posebnim naglaskom na iskustvo hrvatskoga operatora plinskoga transportnog sustava, Plinacra. Temeljna je teza rada da su infrastrukturna ulaganja, prvotno usmjerena na nacionalnu sigurnost opskrbe, u promijenjenim geopolitičkim okolnostima postupno prerasla u element regionalne stabilnosti, čime je hrvatska plinska mreža iz pozicije strukturne ranjivosti prerasla u tranzitno i stabilizacijski relevantnu infrastrukturu. Buduća otpornost hrvatskoga plinskog sustava ovisit će o sposobnosti usklađivanja sigurnosti opskrbe, tržišne integracije i tranzicijskih ciljeva u razdoblju pojačane geopolitičke i tržišne neizvjesnosti.

## **2. Globalno i europsko tržište plina nakon 2022. godine**

Energetska kriza 2022. godine označila je prijelom u razvoju globalnoga i europskoga tržišta prirodnoga plina. Naglo smanjenje ruskih cjevovodnih isporuka prema Europskoj uniji nije značilo samo prekid jednoga dobavnoga pravca, nego i destabilizaciju modela opskrbe koji se desetljećima oslanjao na relativno stabilne cjevovodne tokove, dugoročne ugovore i pretpostavku da će tržišna integracija sama po sebi osigurati dovoljnu razinu otpornosti. Pokazalo se da likvidnost tržišta i formalna povezanost nisu dovoljne za stabilnu opskrbu u uvjetima geopolitičkih poremećaja. Sigurnost opskrbe ponovno je postala pitanje fizičke infrastrukture, raspoloživih pravaca dobave i sposobnosti sustava da brzo preusmjeri tokove.

Na slici 2 prikazana je promjena strukture opskrbe prirodnim plinom u Europi prije i nakon 2022.



Slika 2. Promjena strukture opskrbe prirodnim plinom u Europi prije i nakon 2022.  
Izvor: Vlastita izrada autora na temelju podataka IEA, Eurostat, European Commission.

Kriza je dodatno potvrdila proces sekuritizacije opskrbe energijom, pri čemu dostupnost energenata prestaje biti isključivo tržišno pitanje i sve se jasnije promatra kao strateški i sigurnosni imperativ država [12]. U takvim okolnostima znatno je porasla uloga ukapljenoga prirodnoga plina. Europsko je tržište odgovorilo snažnim rastom uvoza UPP-a, ponajprije iz Sjedinjenih Američkih Država i Katara, dok su se ruski tokovi postupno preusmjeravali prema azijskim tržištima. Time je europska opskrba postala diverzificiranija, ali i osjetljivija na globalnu konkurenciju za raspoložive terete. Takav razvoj ponovno je potvrdio analitičku važnost međuovisnosti kao odnosa koji, osobito u uvjetima mrežne povezanosti i infrastrukturnih čvorišta, može istodobno stvarati suradnju, ranjivost i mogućnost političkoga pritiska [18]. UPP je omogućio pomorski transport plina, čime se proizvodnja fizički odvojila od potrošnje i otvorio prostor za razvoj međuregionalnoga tržišta. Rast kapaciteta za ukapljivanje u Kataru, Australiji i Sjedinjenim Američkim Državama, uz paralelno širenje regasifikacijskih terminala u Europi i Aziji, postavio je temelje globalizacije plinskoga tržišta [19,20]. Posebno je izražen rast izvoznoga kapaciteta Sjedinjenih Američkih Država nakon 2016. godine, čime su se SAD profilirale kao jedan od vodećih globalnih izvoznika. Australija i Katar istodobno su zadržali dugoročnu poziciju među najvećim proizvođačima. Takva preraspodjela izvoznoga kapaciteta promijenila je strukturu ponude i smanjila koncentraciju proizvodnje u ograničenom broju zemalja. Usporedba poremećaja iz 2022. i 2026. godine pokazuje da globalne plinske krize nisu jednake ni po brzini nastanka ni po načinu prijenosa na tržište. Klasične mjere koncentracije na tržištu [21] sve se manje koriste. Smanjenje ruskih isporuka plina Europi 2022. godine odvijalo se postupno, tijekom više mjeseci, dok je gubitak katarskih UPP količina 2026. godine uslijedio gotovo trenutačno, nakon prekida plovidbe kroz Hormuški tjesnac i obustave proizvodnje u Ras Laffanu nakon raketnih napada 19. ožujka 2026. godine. Premda su ta dva poremećaja po volumenu bila usporediva, razlika u njihovoj dinamici proizvela je različite učinke na prilagodbu tržišta, kretanje cijena i mogućnost preusmjeravanja opskrbnih tokova [22]. To pokazuje da je u procjeni učinaka plinskih poremećaja važna ne samo veličina izgubljene opskrbe, nego i razina infrastrukturne pripremljenosti tržišta za prilagodbu. Zbog toga pitanje infrastrukture ostaje jedno od ključnih u analizi otpornosti europskoga plinskog sustava. Globalizacija tržišta UPP-a nije bila samo rezultat izvoznoga širenja, nego i rasta prijemne infrastrukture. Europa, koja je do 2022. godine znatan dio potreba zadovoljavala cjevovodnim uvozom, postupno je razvijala regasifikacijsku mrežu kao alternativni kanal opskrbe. Širenje te infrastrukture povećalo je sposobnost prihvata UPP-a i smanjilo ovisnost o pojedinačnim opskrbnim pravcima.

Podaci iz tablice 1 pokazuju da se rast regasifikacijskih kapaciteta u Europskoj uniji odvijao u dva razdoblja. Prvo je bilo povezano s diverzifikacijom opskrbe i smanjenjem sezonskih rizika, dok je drugo, intenzivnije, započelo 2022. godine kao odgovor na poremećaje u opskrbi ruskim cjevovodnim plinom.

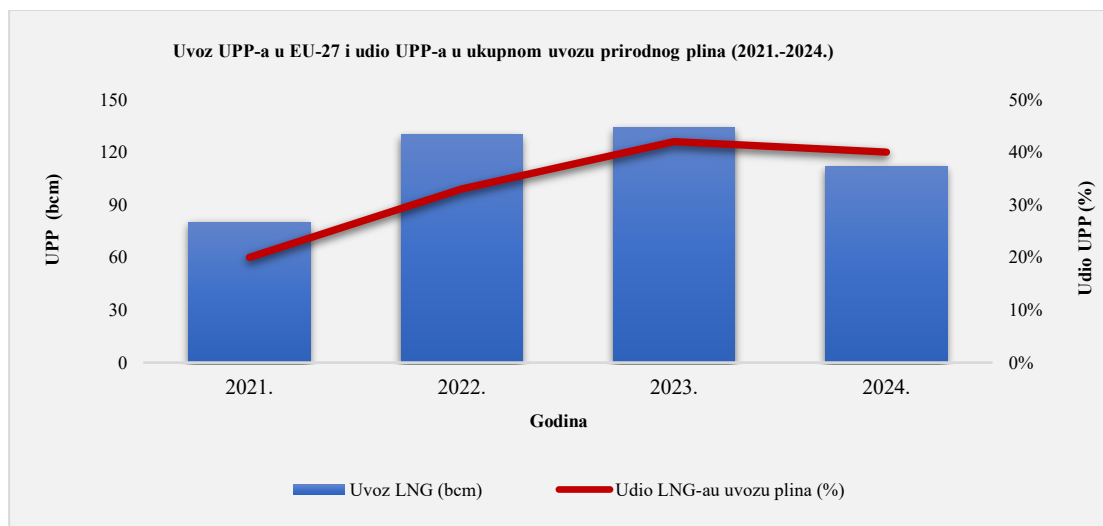
Tablica 1. Instalirani regasifikacijski kapaciteti UPP-a u Europskoj uniji (EU-27)

Godina	Kapacitet (mtpa)	Kapacitet (bcm)*
2000.	~30	~41
2005.	~45	~62
2010.	~65	~90
2015.	~75	~104
2020.	~110	~152
2022.	~127	~175
2023.	~161	~222
2024.	~170	~235

**Napomena:** Prikazan je instalirani tehnički kapacitet regasifikacije UPP-a u EU-27. Vrijednosti su zaokružene radi usporedne preglednosti. Konverzija je provedena prema omjeru 1 mtpa  $\approx$  1,38 bcm prirodnoga plina. Stvarna iskorištenost kapaciteta razlikuje se po godinama i državama članicama.

Izvori: ACER, *Analysis of the European LNG Market Developments (2024)*; ACER, *LNG Monitoring Report (2025)*; CEER (2022).

Do 2024. instalirani kapacitet EU-a premašio je 225 bcm godišnje, što potvrđuje da se UPP infrastruktura razvijala kao nadogradnja postojećega plinskog sustava, a ne kao njegova potpuna zamjena. Time se pokazalo da razvoj UPP infrastrukture nije smanjio važnost fizičkih ograničenja sustava, nego je promijenio način na koji se ona očituju na tržištu. Povijesno iskustvo europsko-sovjetskih plinskih sporazuma dodatno potvrđuje da ulaganja u plinsku infrastrukturu nisu bila isključivo tržišne odluke, nego i dio dugoročnih geopolitičkih kalkulacija [7]. Rast UPP kapaciteta nesumnjivo je povećao tržišnu fleksibilnost, ali nije uklonio temeljnu ulogu infrastrukture kao ograničavajućega čimbenika u redistribuciji plinskih tokova. Infrastruktura stoga nije samo tehnička osnova tržišta, nego i instrument dugoročnoga pozicioniranja država unutar promjenjivoga energetskeg poretka [23]. Posljedice tih promjena vidljive su i u strukturi europskoga uvoza. U razdoblju 2021.–2025. udio UPP-a u ukupnom uvozu plina u Europsku uniju porastao je s približno 20 % na oko 40–45 %, pri čemu je u 2024. godini iznosio oko 38 %. Time je bitno izmijenjena struktura europskoga dobavnoga portfelja, što prikazuje slika 3.

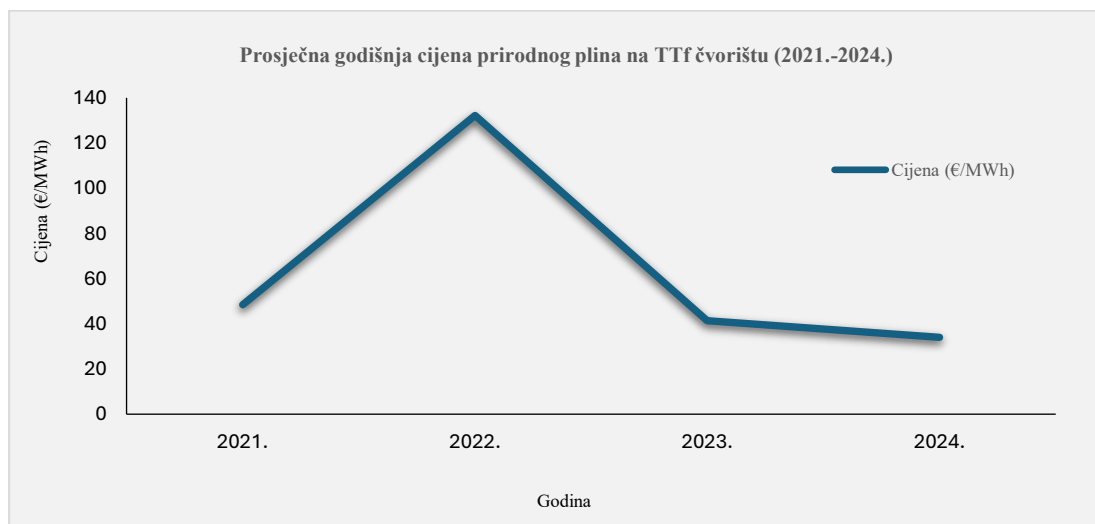


**Napomena:** Podaci za 2024. temelje se na preliminarnim konsolidiranim procjenama.

Slika 3. Uvoz ukapljenoga prirodnog plina (UPP) u EU-27 i njegov udio u ukupnom uvozu prirodnoga plina (2021.–2024.)

Izvor: Autorska obrada prema IEA, ACER i Europskoj komisiji.

Redistribucija globalnih tokova istodobno je promijenila i odnos pregovaračke moći među izvoznima i uvoznima. Sjedinjene Američke Države učvrstile su položaj vodećega dobavljača UPP-a za europsko tržište, dok su izvoznici vezani uz dugoročne ugovore zadržali relativno veću stabilnost prihoda. Nasuprot tomu, uvezno orijentirane države, osobito one bez vlastitih terminala za UPP ili bez odgovarajuće unutarnje povezanosti s regionalnim transportnim sustavima, pokazale su veću razinu ranjivosti. Pokazalo se da redistribucija opskrbe u kriznim okolnostima ne slijedi isključivo tržišne signale, nego ovisi o raspoloživim infrastrukturnim kapacitetima i asimetričnoj međuovisnosti između regija. Globalno tržište UPP-a omogućilo je nadomještanje dijela izgubljenih količina, ali je stabilnost opskrbe ovisila o sposobnosti pojedinih sustava da taj plin fizički prihvate, transportiraju i redistribuiraju. Strukturna promjena u dobavnim pravcima europskoga plinskog sustava nakon 2022. godine imala je i izravne posljedice na mehanizam formiranja cijena. Smanjenje ruskih isporuka preusmjerilo je europsku potražnju prema globalnom tržištu UPP-a, čime je TTF postao izravnije povezan s globalnim tokovima plina [20,24]. Cijena je u takvim okolnostima preuzela ulogu glavnog mehanizma raspodjele raspoloživih količina, dok je europsko tržište postalo mnogo osjetljivije na poremećaje izvan vlastitoga prostora. Time su globalna opskrba čvorišta, pomorski pravci i izvozni terminali počeli neposrednije utjecati na europsku sigurnost opskrbe.



Slika 4. Prosječna godišnja cijena prirodnoga plina na TTF čvorištu (2021.–2024.)  
Izvor: Autorska obrada prema ACER, *Key Developments in European Electricity and Gas Markets* (2025).

Iako slika 4 prikazuje godišnje prosjeke, oni ne mogu u potpunosti obuhvatiti intenzitet poremećaja koji su se 2022. očitovali kroz snažne dnevne oscilacije cijena. Povećana volatilnost upućuje na veću osjetljivost tržišta na promjene u ponudi i geopolitičkom okruženju [24]. Poremećaji u Perzijskom zaljevu i rizici povezani s Hormuškim tjesnacem pokazali su da europske referentne cijene sve snažnije reagiraju na događaje izvan europskoga kontinenta. Zbog toga se volatilnost europskih referentnih cijena može pojaviti i prije stvarnoga poremećaja u opskrbi [24,25]. Cijene plina u Europi zato više nisu samo odraz regionalne ravnoteže ponude i potražnje, nego sve više reagiraju na stanje u globalnim opskrbnim čvorištima i promjene u međunarodnom UPP okruženju. U slučaju plina važan stabilizacijski čimbenik ostaje razina popunjenosti skladišta, pa u uvjetima nižih zaliha sigurnost opskrbe sve više ovisi o kombinaciji infrastrukturne fleksibilnosti i skladišne strategije [11,26]. Europska unija na te je promjene odgovorila regulatornim i sigurnosnim zaokretom. Dotadašnji razvoj unutarnjega tržišta plina počivao je na liberalizaciji, razdvajanju djelatnosti, usklađivanju mrežnih pravila i jačanju prekogranične integracije, pri čemu se sigurnost opskrbe ponajprije shvaćala kao rezultat

učinkovitoga tržišnog funkcioniranja. Kriza 2022. godine pokazala je granice takvoga pristupa, jer tržišna likvidnost i prekogranična trgovina nisu same po sebi mogle nadomjestiti nagli gubitak dominantnoga dobavnoga pravca [23,24]. Odgovor Europske unije uslijedio je kroz plan REPowerEU [10], obvezu minimalne popunjenosti skladišta plina uvedenu Uredbom (EU) 2022/1032 [11] te jačanje mehanizama solidarnosti i koordinacije među državama članicama [26]. Time je sigurnost opskrbe iz implicitnoga ishoda tržišne integracije postala izravan cilj regulatorne politike. Naime, globalna redistribucija tokova UPP-a i snažnija integracija europskoga tržišta s globalnim obrascima dobave potvrdile su važnost infrastrukturne dimenzije sigurnosti opskrbe [20,27]. Takav razvoj dodatno je naglasio i važnost operatora plinskih transportnih sustava. Njihova se uloga više ne iscrpljuje u tehničkom upravljanju mrežom, nego obuhvaća i osiguravanje operativnih preduvjeta za sigurnost opskrbe, prekograničnu fleksibilnost i pravodobno preusmjerenje tokova. Tehnička interoperabilnost, dostupnost kapaciteta i mogućnost dvosmjernoga protoka postaju ključne pretpostavke otpornosti europskoga plinskog sustava u uvjetima pojačane tržišne volatilnosti i promjene dobavnih pravaca. Istodobno, stabilnost i predvidivost regulatornoga okvira izravno utječu na investicijske mogućnosti i razvojnu sposobnost operatora, pa sigurnost opskrbe više nije moguće odvojiti od pitanja dugoročne financijske i infrastrukturne održivosti mreže [26,28]. To je osobito važno u razdoblju energetske tranzicije, kada se od postojeće plinske infrastrukture sve više očekuje da, uz očuvanje sigurnosti transporta i opskrbe, zadrži i mogućnost buduće prilagodbe niskougljičnim plinovima, uključujući vodik. Novi europski zakonodavni okvir za unutarnje tržište plinova iz obnovljivih izvora, prirodnoga plina i vodika pokazuje da razvoj mreže više nije samo tehničko pitanje, nego i pitanje tržišnih pravila, sigurnosti opskrbe i dugoročne održivosti sustava [29,30]. Pritom razvoj vodikove infrastrukture prati nesrazmjer između još uvijek slabo razvijene potražnje i potrebe za pravodobnim ulaganjima. Time se jasno pokazuje jedan od temeljnih problema energetske tranzicije, regulatorni i politički ciljevi mijenjaju se brže nego što se fizička infrastruktura može prilagoditi. Zbog toga sigurnost opskrbe u prijelaznom razdoblju i dalje u velikoj mjeri počiva na postojećoj mreži i njezinoj fleksibilnosti, dok će veći infrastrukturni zahvati ovisiti o tehnološkoj zrelosti tržišta, europskom regulatornom okviru i stvarnoj potražnji za novim niskougljičnim molekulama. Drugim riječima, u uvjetima poremećaja glavnih dobavnih pravaca upravo tehnička interoperabilnost, dostupnost kapaciteta i mogućnost dvosmjernoga protoka postaju ključne odrednice otpornosti sustava. To je osobito važno za države i regije koje se nalaze na sjecištu više dobavnih pravaca i koje postupno dobivaju veću tranzitnu i stabilizacijsku ulogu unutar europskoga plinskog prostora.

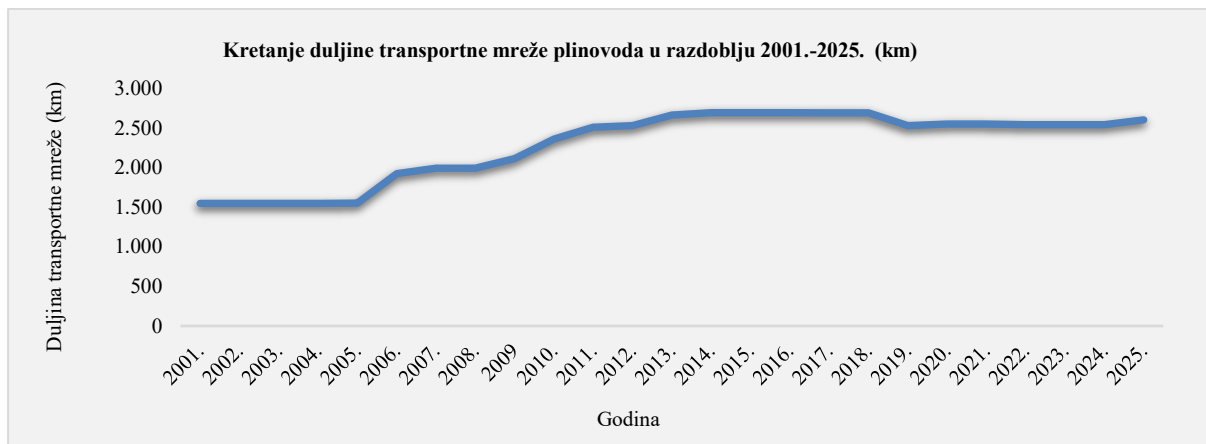
Upravo se u tom širem okviru mogu razumjeti i promjene hrvatskoga plinskog transportnog sustava tijekom posljednjih 25 godina. Jačanje međunarodnih interkonekcija, razvoj dvosmjernih tokova, rastuća važnost terminala za UPP na otoku Krku i novi investicijski ciklus potaknut europskim mehanizmima oporavka i otpornosti pokazuju da se hrvatski sustav više ne može promatrati samo kao infrastruktura za domaću opskrbu te da njegov budući razvoj više nije samo tehničko pitanje izgradnje novih kapaciteta, nego sve više i pitanje dugoročne usklađenosti regulatornoga okvira, investicijskoga ciklusa i sigurnosnih prioriteta. U sljedećem se poglavlju zato analizira razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava, koji je od osnutka operatora plinskoga transportnog sustava, Plinacra, do danas prošao strukturnu transformaciju, od sustava koji je u ranijim fazama razvoja predstavljao svojevrsnu „*Ahilovu petu*” nacionalne energetske sigurnosti, zbog ograničenih alternativnih pravaca opskrbe, jednostrane usmjerenosti tokova i nedostatne prekogranične integracije, do tehnički interoperabilne i regionalno povezane infrastrukture sposobne za dvosmjerni protok, prihvat UPP tokova i prekograničnu redistribuciju plina. Ta transformacija ne predstavlja samo kvantitativno proširenje mreže, nego i kvalitativnu promjenu njezine funkcionalne i geostrateške uloge unutar širega regionalnog okvira sigurnosti opskrbe. U tom se smislu izraz „*Ahilova peta*” u ovom radu isključivo koristi kao analitička oznaka za osjetljivu točku sustava, odnosno za segment čija ograničenja mogu nepovoljno utjecati na njegovu ukupnu funkcionalnost. U kontekstu hrvatskoga plinskog sustava taj se izraz odnosi

ponajprije na ranije faze razvoja, kada su ograničene interkonekcije, manjak alternativnih pravaca opskrbe i niska operativna fleksibilnost povećavali razinu strukturne ranjivosti hrvatskoga plinskog sustava [31].

### **3. Strukturna transformacija hrvatskog plinskog transportnog sustava i njegova uloga u sigurnosti opskrbe gravitirajućeg regionalnog prostora**

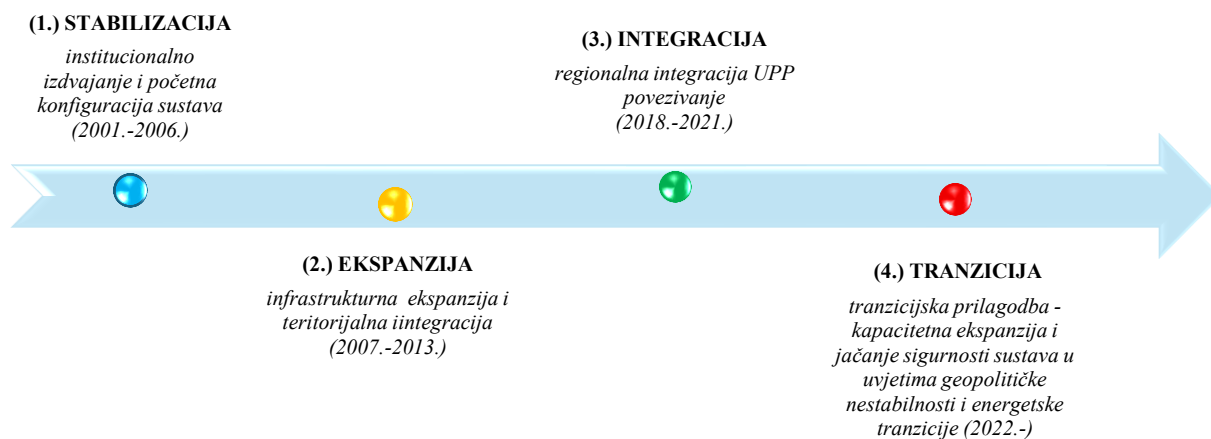
Razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava može se promatrati kao sažeti izraz šire preobrazbe europskoga plinskog sektora, od nacionalno usmjerenih i funkcionalno zatvorenijih sustava prema infrastrukturno povezanim, tehnički interoperabilnim i regionalno važnim mrežama. U hrvatskom slučaju taj proces nije bio linearan niti se iscrpljuje u pukom povećanju duljine mreže. Riječ je o višedimenzionalnoj promjeni koja obuhvaća tehnološki razvoj, institucionalno restrukturiranje, promjenu konfiguracije tokova, jačanje prekogranične povezanosti i postupno širenje funkcije sustava izvan okvira isključivo nacionalne opskrbe. Nakon 2022. godine ta promjena dobiva dodatnu težinu, jer sigurnost opskrbe u europskom prostoru sve više ovisi o otpornosti infrastrukture, mogućnosti preusmjerenja tokova i dostupnosti alternativnih pravaca dobave. U tom se kontekstu hrvatski plinski transportni sustav više ne može promatrati samo kao nacionalna mreža, nego i kao sastavni dio širega regionalnog okvira sigurnosti opskrbe. Povijesni razvoj sustava pokazuje da su njegovi početci bili čvrsto povezani s razvojem domaće proizvodnje i potrebama opskrbe glavnih urbanih i industrijskih središta. Izgradnja prvoga magistralnog plinovoda od Janje Lipe do Zagreba, promjera 150 mm i duljine 98 kilometara, započeta 1954., a dovršena 1959. godine, predstavlja početnu infrastrukturnu jezgru hrvatskoga plinskog gospodarstva. Završetkom dionice Zagreb – Ivanić-Grad krajem 1955. započela je opskrba Zagreba prirodnim plinom, čime je otvorena nova etapa u uporabi prirodnoga plina kao energenta u Hrvatskoj.

Taj trenutak označava ne samo početak uporabe prirodnoga plina u urbanom sustavu potrošnje, nego i nastanak organiziranoga transporta plina kao posebne tehničke i infrastrukturne djelatnosti. Dok se prosinac 1955. smatra početkom uporabe prirodnoga plina u Hrvatskoj, 1956. godina, tijekom koje je od Kloštra do Zagreba transportirano približno 18 milijuna m<sup>3</sup> plina pri radnom tlaku od 5 do 6 bara, uobičajeno se uzima kao početak organizirane djelatnosti transporta plina. Daljnji razvoj obilježili su jačanje domaće proizvodne baze i tehnološko unaprjeđenje transporta. Puštanje u proizvodnju polja Stružec 1960. godine, izgradnja pripadajućih plinovoda te kasnije otkriće i aktiviranje polja Okoli omogućili su rast proizvodnje, bolju obradu plina i povećanje radnoga tlaka transportnog sustava. Važna prekretnica nastupa 1978. godine puštanjem u rad međudržavnoga spojnog plinovoda Rogatec – Zagreb, čime je hrvatski sustav povezan s plinskim mrežama Slovenije, Austrije i širega srednjoeuropskog prostora. Time je nacionalni sustav prvi put dobio stabilniji uvozni pravac, a sigurnost opskrbe prestala je počivati isključivo na domaćoj proizvodnji. Unatoč tomu, sustav je i u desetljećima koja su uslijedila ostao dominantno organiziran prema nacionalnoj opskrbenj funkciji, u okviru vertikalno integriranoga modela upravljanja i s ograničenom razinom operativne fleksibilnosti. Prijelom nastupa tek početkom 21. stoljeća, kada osnivanjem samostalnoga operatora plinskoga transportnog sustava, liberalizacijom energetskog sektora i postupnim usklađivanjem s europskom pravnom stečevinom transport plina prestaje biti tek tehnička komponenta vertikalno integriranoga modela i postaje zasebna regulirana mrežna djelatnost s jasnom infrastrukturnom i sigurnosnom funkcijom. U tom razdoblju nastaje institucionalni okvir unutar kojega je kasnije bilo moguće provesti intenzivniji investicijski ciklus, proširiti mrežu, jačati međunarodne interkonekcije i postupno transformirati sustav u regionalno relevantan transportni koridor. Upravo zato razdoblje od 2001. do 2025. predstavlja analitički gledano najvažniji odsječak u razvoju hrvatskoga plinskog sustava. Kvantitativna dimenzija te transformacije vidljiva je i u razvoju duljine transportne mreže, prikazanom na slici 5.



Slika 5. Razvoj duljine transportne mreže Plinacra u razdoblju 2001.–2025. (km)

Razvidno je da je u razdoblju od 2001. do 2025. ukupna duljina mreže porasla s približno 1.550 kilometara na više od 2.600 kilometara, pri čemu je najintenzivnija ekspanzija zabilježena od sredine 2000-ih do sredine 2010-ih. Nakon toga uslijedilo je razdoblje relativne infrastrukturne stabilizacije, u kojem se razvoj sustava više nije očitovao ponajprije kroz ekstenzivno širenje mreže, nego kroz jačanje tehničke prilagodljivosti, funkcionalne složenosti i regionalne uporabljivosti infrastrukture. Takva dinamika potvrđuje da se razvoj sustava ne može svesti na linearnu logiku izgradnje novih kilometara plinovoda. Prijelaz iz faze intenzivne infrastrukturne ekspanzije u fazu operativne konsolidacije pokazuje da je mreža postupno poprimala obilježja sustava sposobnog za prihvrat različitih dobavnih pravaca, dvosmjerni protok i usmjeravanje plina prema susjednim i povezanim tržištima. U tom kontekstu pojam gravitirajućega regionalnog prostora treba razumjeti kao skup tržišta i opskrbnih područja čija sigurnost opskrbe u određenoj mjeri ovisi o kapacitetima, povezanosti i operativnoj fleksibilnosti hrvatskoga transportnog sustava. Takva definicija ne podrazumijeva formalnu institucionalnu cjelinu, nego funkcionalno-infrastrukturni prostor unutar kojega hrvatska mreža ima stabilizacijsku i tranzitnu ulogu. Ta je uloga osobito naglašena nakon povezivanja sustava s terminalom za UPP na otoku Krku. Time hrvatska mreža dobiva novu funkciju: od sustava koji je povijesno bio velikim dijelom određen domaćom proizvodnjom i ograničenim brojem uvoznih pravaca prema sustavu koji sudjeluje u prihvatu globalno nabavljenoga plina i njegovu daljnjem usmjeravanju prema regionalnim tržištima. Analitički gledano, razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava od 2001. godine nadalje može se strukturirati kroz četiri razvojne faze (slika 6).

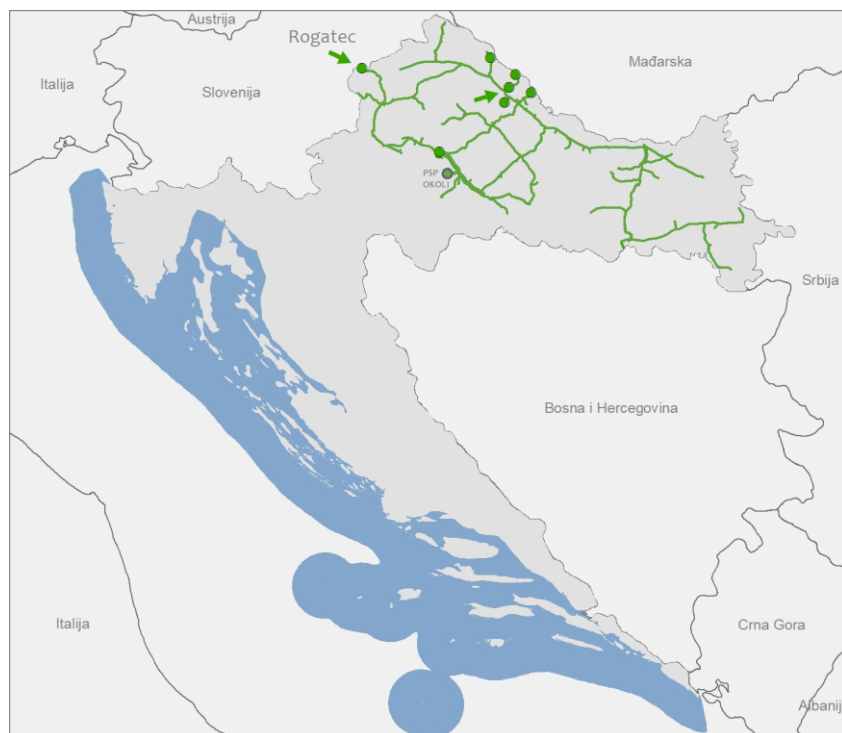


Slika 6. Evolucijska putanja razvoja hrvatskoga plinskog transportnog sustava (2001.–)

Shema prikazana na slici 6 sintetizira evolucijsku putanju razvoja hrvatskoga plinskog transportnog sustava od 2001. godine nadalje te potvrđuje da se njegova transformacija ne može tumačiti isključivo kao rezultat infrastrukturnoga širenja. Riječ je o procesu koji obuhvaća promjene institucionalnoga ustroja, funkcionalne konfiguracije, tehničkih kapaciteta i regionalne uloge sustava. Na toj se osnovi daljnja analiza strukturira prema izdvojenim razvojnim fazama.

### 3.1. Institucionalno izdvajanje i početna konfiguracija sustava (2001.–2006.)

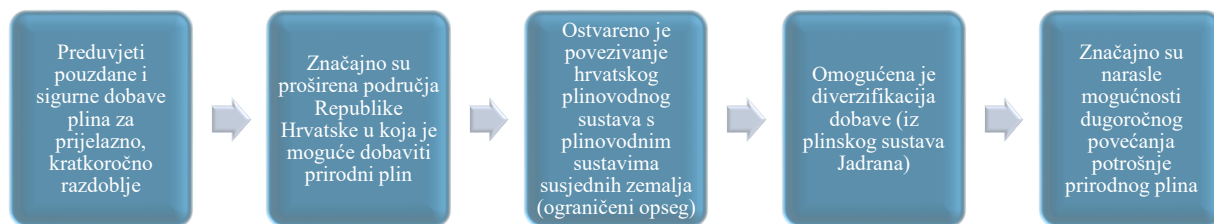
Prva razvojna faza hrvatskoga plinskog transportnog sustava podudara se s razdobljem reforme energetskog sektora i institucionalnog razdvajanja reguliranih djelatnosti početkom 2000-ih godina. Osnivanjem društva Plinacro d.o.o. 2001. godine, a potom njegovim prelaskom u stopostotno državno vlasništvo 11. ožujka 2002., uspostavljen je samostalan operator plinskoga transportnog sustava. Time je započeo proces funkcionalnoga i organizacijskog izdvajanja transporta iz vertikalno integriranoga modela upravljanja plinskim sektorom, u skladu s liberalizacijom tržišta i postupnim usklađivanjem s europskom pravnom stečevinom. U tom je okviru transportna infrastruktura definirana kao regulirana mrežna djelatnost s javnom infrastrukturnom funkcijom, podložna tarifnoj regulaciji i nadzoru nacionalnoga regulatornog tijela [31]. Izdavanjem dozvole za obavljanje energetske djelatnosti transporta plina 2003. godine od tadašnjeg regulatornog tijela, Vijeća za regulaciju energetskih djelatnosti, stvoreni su formalni i pravni preduvjeti za razvoj sustava u okviru liberaliziranoga tržišnog modela. U tehničkom i prostornom smislu početna konfiguracija sustava bila je primarno određena naslijeđenim obrascem razvoja domaće proizvodnje prirodnoga plina i potrebama opskrbe glavnih potrošačkih središta. Sustav kojim je upravljao Plinacro bio je pretežito koncentriran u sjevernom dijelu Hrvatske te je obuhvaćao približno 1750 kilometara visokotlačnih plinovoda, 139 mjerno-redukcijskih stanica i 217 mjernih mjesta. Mreža je bila oslonjena na domaća proizvodna polja, podzemno skladište Okoli i jedini uvozni pravac preko Slovenije, bez izraženije tranzitne funkcije (slika 7).



Slika 7. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske (2001.) početna konfiguracija prije institucionalne transformacije

Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.

U toj fazi sustav nije raspolagao kompresorskom stanicom, a prekogranični kapaciteti bili su ograničeni i projektirani ponajprije za potrebe uvoza, a ne za prihvat značajnijih tranzitnih volumena. Magistralna infrastruktura bila je konfigurirana pretežito u smjerovima istok-zapad i sjever-jug, pri čemu su glavne ulazne točke bile vezane uz domaća proizvodna polja. Sustav stoga nije bio projektiran kao tranzitna infrastruktura, nego kao nacionalna mreža namijenjena unutarnjem transportu, distribuciji i prijehu domaće proizvodnje prirodnoga plina (bio je stabilan i funkcionalan unutar nacionalnoga okvira, ali još nije imao obilježja interoperabilne i tranzitno relevantne regionalne infrastrukture). Razdoblje od 2002. do 2006. obilježeno je provedbom prvoga razvojno-ulagačkog ciklusa. U skladu sa Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske [32], izrađen je Plan razvoja, izgradnje i modernizacije plinskoga transportnog sustava za razdoblje 2002.–2011., koji je definirao temeljnu razvojnu logiku buduće mreže: jačanje sigurnosti opskrbe, teritorijalno uravnoteženje sustava, povećanje transportnih kapaciteta i stvaranje preduvjeta za diverzifikaciju dobavnih pravaca. Plan je bio podijeljen u dva razvojno-ulagačka ciklusa [33]. U kontekstu prvoga ciklusa posebno se izdvajaju magistralni plinovod Pula - Karlovac (DN 500/75, 191 km), kojim je omogućen izravan prihvat plina sa sjevernojadranskih plinskih polja, te razvoj pravca Zagreb - Slavonski Brod, odnosno sustava magistralnih plinovoda Lučko – Ivanja Reka, Zagreb istok – Kutina i Kutina – Slavonski Brod, kojim su dodatno povezani glavni potrošački centri i ojačana funkcionalna povezanost mreže. Završetkom 75-barskoga sustava od Pule do Slavanskoga Broda povećani su ukupni transportni kapaciteti, poboljšana tehnička stabilnost sustava i stvoreni preduvjeti za veću akumulacijsku i operativnu fleksibilnost. U istome je razdoblju uveden i SCADA sustav za daljinski nadzor i upravljanje mrežom. Sažeti prikaz glavnih učinaka prvoga razvojno-ulagačkog ciklusa prikazan je na slici 8.

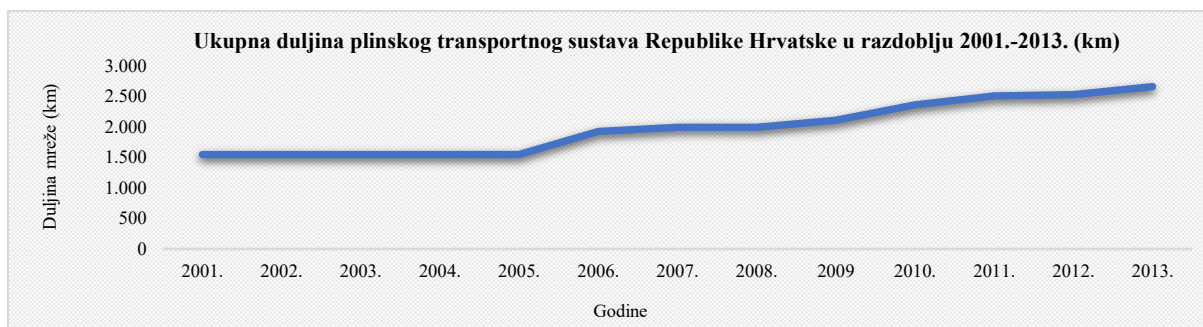


Slika 8. Strukturni učinci prvoga razvojno-ulagačkog ciklusa hrvatskoga plinskog transportnog sustava (2001.–2006.)

Završetkom prvoga razvojno-ulagačkog ciklusa izgrađeno je ukupno 523 kilometra magistralnih plinovoda, pri čemu je samo tijekom 2006. godine u cijelosti izgrađeno i pušteno u rad čak 480 kilometara novih plinovoda. Time su povećani transportni kapaciteti, proširen prostorni doseg sustava i stvoreni početni preduvjeti za kasniju diverzifikaciju dobavnih pravaca i međunarodno povezivanje. Zaključno, prva faza postavila je regulatorne, organizacijske i tehničke temelje modernoga hrvatskog plinskog transportnog sustava. Iako u toj fazi sustav još nije imao izraženu regionalnu ni tranzitnu funkciju, upravo su tada stvoreni ključni preduvjeti za kasniju infrastrukturnu ekspanziju, povećanje fleksibilnosti i postupnu integraciju u širi srednjoeuropski i jugoistočnoeuropski energetski prostor.

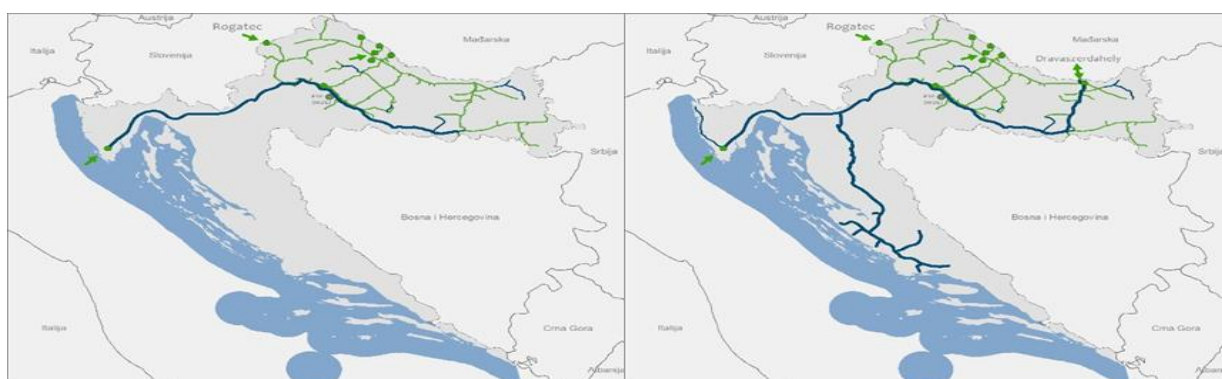
### 3.2. Infrastrukturna ekspanzija i teritorijalna integracija sustava (2007.–2013.)

Druga razvojna faza obilježena je intenzivnom infrastrukturnom ekspanzijom, teritorijalnim širenjem mreže i jačanjem međunarodne povezanosti. Za razliku od prethodne faze, u kojoj je naglasak bio na institucionalnoj konsolidaciji, ovdje je u središtu razvoja bila fizička izgradnja sustava i njegovo prostorno zaokruživanje. U tom je razdoblju hrvatski plinski transportni sustav postupno prerastao okvire pretežito sjeverne mreže i približio se statusu nacionalno integrirane infrastrukture. Kvantitativna dimenzija te promjene jasno je vidljiva u kretanju ukupne duljine transportne mreže u razdoblju od 2001. do 2013. godine (slika 9).



Slika 9. Ukupna duljina plinskoga transportnog sustava Republike Hrvatske u razdoblju 2001.–2013. (km)

Promatra li se graf u cjelini, vidljivo je da se duljina mreže s približno 1.550 kilometara početkom promatranoga razdoblja povećala na više od 2.600 kilometara do 2013. godine. Takva dinamika ne odražava samo povećanje fizičkoga opsega sustava, nego i promjenu njegove funkcionalne logike: od mreže oblikovane prema obrascu domaće proizvodnje i unutarnje opskrbe prema sustavu sposobnom za teritorijalno uravnoteženje, jačanje unutarnje kohezije i kasniju regionalnu integraciju. Posebno važan segment ove faze odnosio se na uključivanje područja koja su dugo ostajala izvan glavnih plinskih tokova. Izgradnjom plinovodnog sustava Like i Dalmacije, kroz više dionica na pravcu od Bosiljeva do Dugopolja, otvoren je prostor za širenje plinske infrastrukture prema južnom dijelu zemlje. Završetkom posljednje dionice Benkovac – Dugopolje 2013. stvoreni su preduvjeti za plinifikaciju Zadarske, Šibensko-kninske i Splitsko-dalmatinske županije, čime je znatno smanjena dotadašnja teritorijalna neravnomjernost opskrbe. Sličan učinak imala je i izgradnja magistralnog plinovoda Vodnjan – Umag, dovršena 2010., kojom je dodatno ojačana infrastrukturna povezanost Istre. Najvažniji strateški iskorak ove faze ipak je bilo jačanje međunarodne povezanosti sustava. Završetkom dionica Slobodnica – Donji Miholjac i međunarodnog plinovoda Drávaszerdahely – Donji Miholjac krajem 2010., a početkom uvoza iz smjera Mađarske 2011., Hrvatska je dobila drugi uvozni pravac prirodnoga plina. Time je sustav izašao iz modela oslonjenosti na jedan dominantni koridor i ušao u fazu diverzificiranja mrežne konfiguracije. Prostorni doseg tih promjena pregledno je prikazan na slici 10, koja pokazuje da je do 2013. hrvatski plinski transportni sustav već bio oblikovan kao znatno teritorijalno uravnoteženija i međunarodno povezanija mreža nego na početku promatranoga razdoblja, čime druga faza dobiva puni infrastrukturni i geostrateški smisao.



Slika 10. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske nakon 1. i 2. investicijskog ciklusa (2013.)

*Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.*

Karta stanja 2013. potvrđuje da se druga razvojna faza ne može tumačiti samo kao povećanje duljine mreže. Riječ je o prostornoj i funkcionalnoj transformaciji sustava, širenjem prema Istri, Lici i Dalmaciji povećana je teritorijalna uključenost pojedinih regija, dok je povezivanjem s Mađarskom ojačana sigurnost opskrbe kroz diverzifikaciju ulaznih pravaca. Završetkom drugoga razvojno-ulagačkog ciklusa Hrvatska je dosegla približno 95 % teritorijalne pokrivenosti transportnim sustavom Plinacra. Na toj je osnovi sustav u sljedećoj fazi mogao postupno preuzeti izraženiju regionalnu i tranzitnu ulogu.

### 3.3. Regionalna integracija i povezivanje s infrastrukturom za UPP (2018.–2021.)

Treća razvojna faza označava prijelaz iz nacionalno integrirane mreže u sustav s izraženijom regionalnom i tranzitnom funkcijom. Dok je u prethodnoj fazi naglasak bio na teritorijalnoj integraciji i jačanju sigurnosti domaće opskrbe, razdoblje od 2018. do 2021. obilježeno je infrastrukturnim zahvatima koji su hrvatski sustav počeli jasnije pozicionirati unutar srednjoeuropskog i jugoistočnoeuropskog plinskog prostora. Jedan od ključnih zahvata ove faze bila je izgradnja prve kompresorske stanice na hrvatskom plinskom transportnom sustavu, kompresorske stanice Velika Ludina, puštene u rad 2019. godine (slika 11). Kapacitet kompresorske stanice iznosi 201.000 m<sup>3</sup>/h, uz instaliranu snagu od 4,5 MW, a sastoji se od dviju radnih i jedne pričuvne kompresorske jedinice. Riječ je o najvećem i najsloženijem tehnološkom objektu na hrvatskom plinskom transportnom sustavu.



Slika 11. Kompresorska stanica Velika Ludina nakon završetka izgradnje

*Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.*

Do dovršetka izgradnje kompresorske stanice u Velikoj Ludini nije bilo moguće osigurati stalni dvosmjerni kapacitet na interkonekciji s Mađarskom, što je omogućeno od siječnja 2020. godine. Kompresorska stanica smještena je u središnjem dijelu hrvatskoga plinskog transportnog sustava i omogućava transport plina iz pravca Hrvatske prema Mađarskoj preko postojeće interkonekcije uz stalni kapacitet od 200.000 m<sup>3</sup>/h. Istodobno može komprimirati plin i u suprotnom pravcu, iz smjera Mađarske prema zapadnom dijelu sustava, kao i iz 50-barskoga u 75-barski podsustav, čime je osigurana veća fleksibilnost i iskoristivost sustava. Rekonstrukcijom magistralnog plinovoda Rogatec – Zabok omogućena je reverzibilnost tokova i prema Sloveniji u skladu sa zahtjevima europske regulative i logikom jačanja otpornosti regionalne mreže. Najvažniji strateški projekt ove faze ipak je bilo povezivanje terminala za UPP na otoku Krku s kopnenim transportnim sustavom. Početkom 2021. godine pušten je u rad spojni plinovod Omišalj - Zlobin, čime je omogućen fizički prihvat ukapljenoga prirodnog plina iz novoga terminala za UPP i njegovo uključivanje u hrvatsku transportnu mrežu. Riječ je o plinovodu nazivnoga promjera 800 mm, maksimalnoga radnog tlaka 100 bar i duljine 18 km, čija je izgradnja obuhvatila i plinske čvorove Omišalj i Zlobin te podmorsku trasu duljine 700 m, s najvećom dubinom od 55 m. Infrastrukturna povezanost terminala i transportnog sustava prikazana je na slici 12.



Slika 12. Integracija terminala za UPP u Omišlju u hrvatski plinski transportni sustav preko spojnog plinovoda Omišalj – Zlobin

*Izvor: LNG Hrvatska i Plinacro d.o.o., prilagodba autora.*

Time je Hrvatska dobila novi diverzificirani dobavni pravac od iznimne strateške važnosti, a nacionalni sustav postao je ulazna točka globalnoga tržišta UPP-a prema srednjoeuropskom prostoru. Integracijom terminala za UPP nacionalna sigurnost opskrbe neposredno se povezala s regionalnom stabilnošću, jer je hrvatska mreža počela dobivati funkciju prihvata i daljnje usmjeravanja plina prema povezanim tržištima. Razvoj tehničkih i informacijskih sustava za upravljanje kapacitetima, nadzor mreže i transparentno vođenje komercijalnih procesa pratio je infrastrukturne investicije i omogućio pouzdanije uključivanje hrvatskoga tržišta u šire europske obrasce trgovine plinom. Time je uloga operatora dodatno proširena: uz tehničko upravljanje sustavom, veće je značenje dobila njegova funkcija osiguravanja mrežne pouzdanosti, regulatorne usklađenosti i operativne spremnosti za nove dobavne pravce. Treća faza stoga označava prijelaz od prostornoga širenja i povezivanja sustava prema njegovoj izraženijoj tranzitnoj i regionalnoj funkciji. Izgradnjom kompresorske stanice Velika Ludina, osiguravanjem reverzibilnosti prema Sloveniji i Mađarskoj te integracijom terminala za UPP na otoku Krku, sustav je iz infrastrukture primarno usmjerene na nacionalnu sigurnost opskrbe prerastao u operativno važnu sastavnicu regionalnog sustava sigurnosti opskrbe. Upravo su u toj fazi stvoreni ključni tehnički i funkcionalni preduvjeti za sljedeću razvojnu etapu, u kojoj će geopolitički poremećaji nakon 2022. dodatno povećati stratešku važnost hrvatskoga plinskog sustava.

#### 3.4. Tranzicijska prilagodba, kapacitetna nadogradnja i jačanje sigurnosne funkcije sustava (od 2022. - )

Četvrta razvojna faza obilježena je novim investicijskim ciklusom potaknutim promjenom europske opskrbe koncepcije nakon 2022. godine. U uvjetima smanjenja ovisnosti Europske unije o ruskom plinu i jačanja pravca jug–sjever, Hrvatska dobiva znatno izraženiju ulogu u prihvatu i usmjeravanju plina prema povezanim tržištima srednje i jugoistočne Europe. U tom je kontekstu kroz REPowerEU i dodatak Nacionalnom planu oporavka i otpornosti osigurano 533 milijuna eura bespovratnih sredstava za projekt NPOO.C7.1.I3.01.0001 Jačanje plinske infrastrukture, kojim se financira izgradnja četiriju novih plinovoda ukupne duljine 216 kilometara. Njihova je zajednička funkcija omogućiti veći transport plina s terminala za UPP na otoku Krku prema unutrašnjosti Hrvatske, Sloveniji, Mađarskoj i širem regionalnom prostoru, uz istodobnu pripremu infrastrukture za budući transport vodika (slika 13). Projekt je sastavljen od funkcionalno jedinstvenog koridora u kojem plinovodi Zlobin–Bosiljevo, Bosiljevo–Sisak, Kozarac–Sisak i Lučko–Zabok zajedno oblikuju novi evakuacijski i redistributivni (strateški transportni) pravac hrvatskoga transportnog sustava. Njegov je osnovni cilj povećati otpremni kapacitet terminala za UPP na otoku Krku, ojačati opskrbu domaćega tržišta i proširiti mogućnosti izvoza prema susjednim državama odnosno pozicionirati Hrvatsku kao energetska čvorište gravitirajuće regije. Istodobno se kapacitet pravca prema Mađarskoj povećava do 3,5 milijardi m<sup>3</sup> godišnje, dok se prema Sloveniji planira postići oko 1,5 milijardi m<sup>3</sup> godišnje.



Slika 13. Plinovodi za povećanje transporta plina s terminala za UPP na otoku Krku prema Sloveniji i Mađarskoj

Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.

Prvi i operativno najvažniji projekt u toj novoj transportnoj-mrežnoj strukturi jest plinovod Zlobin – Bosiljevo. Riječ je o magistralnom plinovodu DN 800/100 bar u duljini od 58 kilometara, koji čini ključni početni segment novoga evakuacijskog pravca od Krka prema unutrašnjosti Hrvatske. Njegova funkcija nije samo prihvat dodatnih količina plina s terminala za UPP, nego i njihovo učinkovito uključivanje u ostatak sustava. Zbog toga je upravo ova dionica infrastrukturni preduvjet cijeloga projekta jačanja mreže. Njegov prostorni položaj i uloga prikazani su na slici 14. Plinovod je pušten u rad krajem veljače 2025. godine, a uporabna dozvola izdana je u rujnu 2025. godine.



Slika 14. Plinovod Zlobin – Bosiljevo (58 km)

Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.

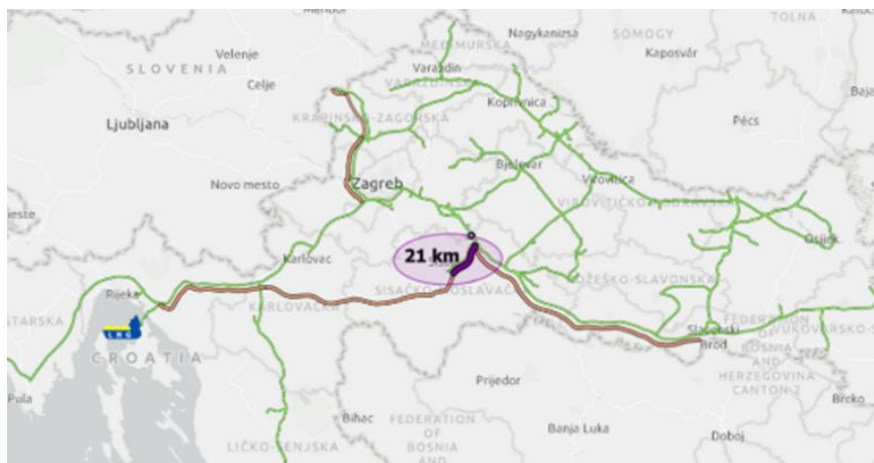
Na plinovod Zlobin – Bosiljevo neposredno se nastavlja dionica Bosiljevo – Sisak, koja ima ulogu središnjega transportnog segmenta nove magistralne osi. Riječ je o plinovodu DN 800/100 bar duljine oko 101 kilometar, položenom uglavnom koridorom postojećega naftovoda JANAF-a. Njegova je funkcija transportirati povećane količine plina iz zapadnoga i središnjega dijela sustava prema Sisku, odnosno prema čvoru iz kojega se plin dalje može transportirati prema istoku i sjeveroistoku zemlje. Radovi na toj dionici su u tijeku, a završetak je planiran tijekom 2026. godine (slika 15).



Slika 15. Plinovod Bosiljevo – Sisak (101 km)

*Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.*

Treći važan segment čini plinovod Kozarac – Sisak, magistralna dionica DN 800/100 bar duljine oko 21 kilometar. Iako je riječ o najkraćem projektu u okviru NPOO paketa, njegovo je funkcionalno značenje izrazito važno jer povezuje središnji prijenosni koridor s postojećim pravcem prema Slobodnici i mađarskoj interkonekciji. Time se nova transportna os s Krka ne završava u unutrašnjosti zemlje, nego se povezuje s međunarodnim izlazima sustava i s glavnim evakuacijskim pravcem prema srednjoj i istočnoj Europi (u operativnom smislu, Kozarac – Sisak ima ulogu dionice koja novu okosnicu UPP-a pretvara u stvarni regionalni koridor, a ne samo u unutarnju mrežnu nadogradnju). Radovi su u tijeku, uz planirani završetak tijekom 2026. godine, a njegov položaj prikazan je na slici 16.



Slika 16. Plinovod Kozarac – Sisak (21 km)

*Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.*

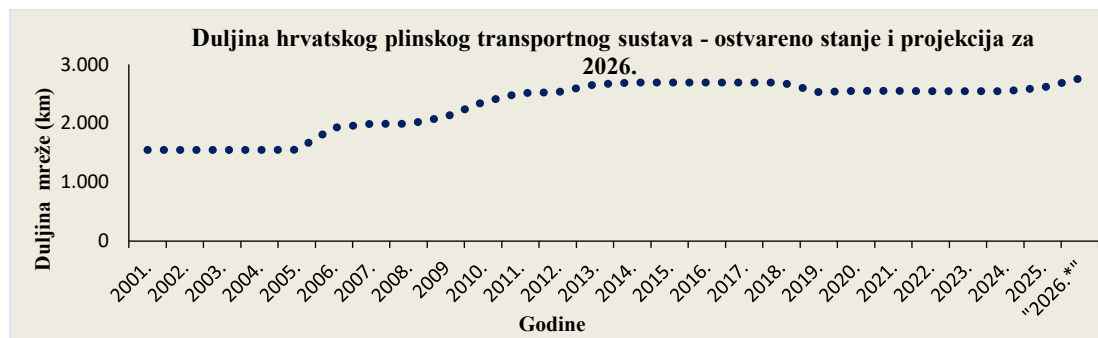
Četvrti projekt, plinovod Zabok – Lučko, ima drukčiju, ali jednako važnu funkciju. Riječ je o plinovodu DN 700/75 bar duljine 36 kilometara, usmjerenom na zapadni i sjeverozapadni dio sustava te na povećanje kapaciteta prema Sloveniji. Za razliku od prve tri dionice, koje oblikuju glavni evakuacijski pravac od Krka prema istoku i sjeveroistoku, Zabok – Lučko osnažuje izlaz prema Sloveniji i dodatno povećava ukupnu fleksibilnost sustava. Time projekt potvrđuje da četvrta razvojna faza nije usmjerena samo na prihvat većih količina plina, nego i na njihovo

višesmjerno usmjeravanje prema različitim povezanim tržištima. Radovi na plinovodu su u tijeku, a planirani završetak izgradnje je 2. kvartal 2026. godine (položaj je prikazan na slici 17).



Slika 17. Plinovod Zabok – Lučko (36 km)  
Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.

Promatrani zajedno, plinovodi Zlobin – Bosiljevo (58 km), Bosiljevo – Sisak (101 km), Kozarac – Sisak (21 km) i Zabok – Lučko (36 km) čine novu magistralnu transportnu okosnicu ukupne duljine 216 kilometara. Polazi li se od duljine hrvatskoga plinskog transportnog sustava od 2.603 km na kraju 2025. godine, koja već uključuje pušteni plinovod Zlobin – Bosiljevo, dovršetkom preostalih triju plinovoda ukupna bi se duljina mreže povećala za dodatnih 158 km, odnosno za oko 6,07 % (slika 18). Taj podatak potvrđuje da aktualna razvojna faza ne predstavlja tek parcijalnu nadogradnju postojećega sustava, nego infrastrukturni zahvat koji istodobno povećava fizički opseg mreže, učvršćuje njezinu tranzitnu funkciju te dodatno potvrđuje ulogu Hrvatske kao energetskog čvorišta u povezivanju i stabilizaciji gravitirajućega regionalnog prostora te širega srednjoeuropskog i jugoistočnoeuropskog opskrbnog okvira.



Napomena: Vrijednost za 2026. prikazuje planirano stanje po završetku projekata Bosiljevo – Sisak Kozarac – Sisak i Zabok – Lučko, čime bi se ukupna duljina hrvatskoga plinskog transportnog sustava povećala za oko 6,07 % u odnosu na kraj 2025.

Slika 18. Razvoj duljine hrvatskoga plinskog transportnog sustava (2001.–2025.) s projekcijom za 2026. godinu

Navedeni projekti ne predstavljaju samo novu etapu izgradnje plinovoda, nego i promjenu funkcionalne logike hrvatskoga transportnog sustava. U njihovoj osnovi više nije prvenstveno teritorijalno širenje nacionalne mreže, nego kapacitetna nadogradnja sustava radi prihvata i usmjeravanja znatno većih količina plina s terminala za UPP na otoku Krku. U tehničkom smislu svrha tih ulaganja nije samo povećanje unutarnjih transportnih kapaciteta, nego i omogućavanje punog iskorištavanja proširenoga kapaciteta terminala za UPP na otoku Krku, koji je s 3,9 povećan

na 6,1 milijardu m<sup>3</sup> godišnje. To je povećanje ostvareno ugradnjom dodatnoga modula za uplinjavanje na FSRU brodu LNG Croatia, nakon čega je terminal krajem 2025. dosegnuo novi maksimalni kapacitet.

U tom je smislu cijeli projekt jačanja plinske infrastrukture izravno povezan s povećanjem kapaciteta terminala s 2,9 na 6,1 milijardu m<sup>3</sup> godišnje, što je bio i jedan od ključnih zaključaka plana REPowerEU za središnju i jugoistočnu Europu. Operativni podaci terminala u Omišlju potvrđuju da takva ulaganja već imaju konkretan sigurnosni i regionalni učinak.

Četvrta razvojna faza može se opisati kao razdoblje u kojem hrvatski plinski transportni sustav prelazi iz modela nacionalno važne infrastrukture u model regionalno relevantne tranzitne i opskrbeno-povezne mreže. Izgradnjom nove magistralne okosnice povezane s terminalom za UPP na otoku Krku sustav se sve jasnije afirmira kao infrastruktura koja istodobno osigurava domaću sigurnost opskrbe, jača otpornost susjednih i gravitirajućih tržišta te stvara tehničke pretpostavke za buduću prilagodbu transportu niskougličinih plinova. Upravo se u toj promjeni od infrastrukture unutarnje opskrbe prema infrastrukturi regionalne redistribucije i stabilizacije nalazi temeljna posebnost aktualne faze razvoja.

### 3.5. Razvojne perspektive hrvatskoga plinskog transportnog sustava

Daljnji razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava potrebno je promatrati u bitno izmijenjenom europskom opskrbenom, tržišnom i geopolitičkom okruženju. Njegovo buduće kretanje više se ne može svesti na pitanje održavanja postojeće mreže ili linearnoga povećanja transportnih kapaciteta, nego se mora tumačiti u širem okviru sigurnosti opskrbe, regionalnoga povezivanja i prilagodbe zahtjevima energetske tranzicije. Nakon 2022. godine europska se plinska karta ubrzano preoblikuje pod utjecajem diverzifikacije dobavnih pravaca, rasta uloge UPP-a i postupnoga smanjenja ovisnosti o ruskom plinu. U takvim okolnostima pravci istok–zapad više nisu dovoljni za objašnjenje nove konfiguracije plinskih tokova, dok na važnosti dobivaju pravci jug–sjever, oslonjeni na ulaze za UPP, interkonekcije i fleksibilnije regionalne koridore. Upravo unutar te nove europske plinske koncepcije treba promatrati i budući razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava. Hrvatski se sustav u tom kontekstu više ne pojavljuje samo kao infrastruktura za potrebe domaćega tržišta, nego kao potencijalno važna poveznica između terminala za UPP u Omišlju, nacionalnoga sustava i širega srednjoeuropskog i jugoistočnoeuropskog prostora. Takav razvojni smjer dobio je i formalni planski okvir. Hrvatska energetska regulatorna agencija odobrila je u prosincu 2025. Desetogodišnji plan razvoja plinskoga transportnog sustava Republike Hrvatske 2026.–2035., kojim su definirani prioriteti daljnje izgradnje, modernizacije i funkcionalne prilagodbe sustava [34]. Iz toga je dokumenta razvidno da se hrvatski sustav više ne promatra samo kao nacionalna prijenosna infrastruktura, nego kao transportna mreža koja mora istodobno osigurati domaću sigurnost opskrbe, omogućiti veći transport prema susjednim tržištima i odgovoriti na zahtjeve tranzicijske prilagodbe. Dugoročno planiranje transportne infrastrukture pritom je snažno određeno regulatornim okvirom, koji mora povezati sigurnost opskrbe, investicijsku predvidivost i tranzicijske ciljeve energetske sustava. U tom smislu razvoj mreže više ne ovisi samo o tehničkim potrebama i tržišnim signalima, nego i o stabilnosti regulatornih uvjeta koji određuju prihvatljive razine rizika, dinamiku ulaganja i razvojnu sposobnost operatora sustava. Zbog toga budući razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava nije moguće promatrati samo kao tehničko pitanje izgradnje novih kapaciteta, nego i kao pitanje dugoročne usklađenosti regulatornoga okvira, investicijskoga ciklusa i sigurnosnih prioriteta. U kratkoročnom razdoblju razvojni prioriteti usmjereni su ponajprije na projekte jačanja postojeće plinske infrastrukture i povećanja njezine propusne i operativne sposobnosti. U okviru projekta „Jačanje plinske infrastrukture”, koji Plinacro vodi u sklopu Nacionalnog plana oporavka i otpornosti, naglasak je stavljen na proširenje kapaciteta terminala za UPP u Omišlju s 2,9 na 6,1 milijardu kubičnih metara godišnje te na izgradnju plinovoda kojima se taj plin može transportirati prema domaćem tržištu i prema Sloveniji i

Mađarskoj [35–37]. Time se potvrđuje da se sigurnost opskrbe u novim okolnostima ne osigurava samo diverzifikacijom izvora, nego i jačanjem kapaciteta mreže da prihvati, usmjeri i rasporedi dodatne količine plina prema prostoru koji hrvatskom sustavu infrastrukturno gravitira. U srednjoročnom razdoblju težište razvoja sve se više premješta na regionalnu povezanost i izgradnju novih ili proširenje postojećih interkonekcija. U tom se smislu posebno izdvajaju projekti povezivanja sa susjednim sustavima, uključujući Južnu plinsku interkonekciju prema Bosni i Hercegovini, interkonekciju Hrvatska – Srbija te projekte prema Sloveniji, kao i širi koncept jonsko-jadranskoga plinskog pravca. Ti projekti više ne proizlaze samo iz logike nacionalnoga širenja mreže, nego iz potrebe da se hrvatski sustav uklopi u novu regionalnu konfiguraciju opskrbe, u kojoj interoperabilnost, reverzibilnost tokova i mogućnost prekograničnoga usmjeravanja plina postaju ključne sigurnosne varijable (slika 19).



Slika 19. Planirani regionalni plinovodi i interkonekcije hrvatskoga plinskog transportnog sustava

Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.

Za Južnu interkonekciju plan predviđa plinovode Split – Zagvozd i Zagvozd – Imotski – Posušje, pri čemu se prvim započinje sustav IAP-a, a drugim osigurava povezivanje s Bosnom i Hercegovinom. Time projekt dobiva dvostruku funkciju: s jedne strane otvara Bosni i Hercegovini mogućnost diverzificiranja opskrbe preko hrvatske mreže, a s druge proširuje razvojnu i tranzitnu funkciju hrvatskoga sustava prema južnom koridoru. Projekti Južne interkonekcije, IAP-a i buduće veze prema Srbiji potvrđuju da se sigurnost opskrbe sve više ostvaruje kroz mrežnu logiku povezanih sustava, a ne kroz izolirani nacionalni kapacitet. Položaj Hrvatske, raspoloživost postojeće transportne mreže, povezanost s terminalom za UPP na otoku Krku i blizina tržišta srednje i jugoistočne Europe otvaraju mogućnost da se hrvatski transportni sustav dugoročno afirmira kao jedan od važnih elemenata sigurnosti opskrbe šire regije. Provedba projekata iz Strategije energetskega razvoja Republike Hrvatske i Plinacrova Desetogodišnjeg plana razvoja, uz regionalnu suradnju i izgradnju međusobnih interkonekcija, može dovesti do stvaranja sigurnosnoga plinskog prstena UPP-a istočne Europe s potencijalom za dodatni transport plina prema Austriji, južnoj Njemačkoj, Mađarskoj, Slovačkoj i Ukrajini (slika 20).



Slika 20. Hrvatski sustav u konceptu regionalnoga opskrbnog prstena UPP-a istočne Europe  
*Izvor: Plinacro d.o.o., prilagodba autora.*

Povezivanjem preko poljskoga plinskog transportnog sustava s terminalima za UPP u Baltičkom moru stvorila bi se okosnica sigurne plinske mreže i opskrbe Inicijative triju mora. Inicijativa triju mora pritom predstavlja širi političko-infrastrukturni okvir jačanja povezanosti na osi sjever–jug u srednjoj i istočnoj Europi. Danas okuplja 13 država članica Europske unije između Baltika, Jadrana i Crnog mora, koje zajedno obuhvaćaju oko 31,3 % teritorija Europske unije i 26,7 % njezina stanovništva. U energetske smislu njezina je važnost osobito izražena u povezivanju terminala za UPP, interkonekcija i transportnih sustava država sudionica radi veće diverzifikacije opskrbe i smanjenja geopolitičke ranjivosti regije. Dugoročna razvojna perspektiva sustava istodobno je sve snažnije povezana i s procesom dekarbonizacije. U novijim europskim i nacionalnim razvojnim dokumentima pojavljuju se projekti vodikovih interkonekcija i projekti povezani sa skladištenjem ugljikova dioksida, što pokazuje da se razvoj hrvatske transportne infrastrukture više ne promatra isključivo u granicama opskrbe prirodnim plinom. U tom su okviru prisutni projekti budućih vodikovih koridora prema Sloveniji, Mađarskoj, Bosni i Hercegovini i Srbiji, kao i projekti povezani sa skladištenjem CO<sub>2</sub> u hrvatskim geološkim strukturama. Tako se, primjerice, među projektima transporta vodika izdvajaju H<sub>2</sub> interkonekcija Hrvatska/Slovenija na pravcu Omišalj – Bosiljevo – Lučko – Zabok – Rogatec, H<sub>2</sub> interkonekcija Hrvatska – Mađarska, H<sub>2</sub> jonsko-jadranski plinovod te sjeverna, južna i zapadna interkonekcija s Bosnom i Hercegovinom, kao i interkonekcija Hrvatska – Srbija [34,38]. Kao što je već istaknuto, razvoj vodikove infrastrukture prati nesrazmjernost između još uvijek slabo razvijene potražnje i potrebe za pravodobnim ulaganjima. Time se jasno pokazuje jedan od temeljnih problema energetske tranzicije, regulatorni i politički ciljevi mijenjaju se brže nego što se fizička infrastruktura može prilagoditi. Zbog toga sigurnost opskrbe u prijelaznom razdoblju i dalje u velikoj mjeri počiva na postojećoj mreži i njezinoj fleksibilnosti, dok će veći infrastrukturni zahvati ovisiti o tehnološkoj zrelosti tržišta, europskom regulatornom okviru i stvarnoj potražnji za novim niskougljičnim molekulama. Budući razvoj Plinacra zato nije moguće svesti samo na tehničko pitanje održavanja i modernizacije postojeće mreže. Riječ je o postupnoj transformaciji sustava koji istodobno mora

odgovoriti na kratkoročne imperitive sigurnosti opskrbe, srednjoročne potrebe regionalnoga povezivanja i dugoročne ciljeve dekarbonizacije. U tom se trostrukom okviru hrvatski plinski transportni sustav postupno udaljava od uloge nacionalne prijenosne mreže u užem smislu te prerasta u infrastrukturu regionalne stabilizacije, povezivanja i tranzicijske prilagodbe. Na toj osnovi Plinacro se profilira kao regionalni nositelj pouzdanosti transporta i sigurnosti opskrbe koji, kroz projekte jačanja mreže, oslonac na terminal za UPP na otoku Krku te uključenost u Desetogodišnji plan razvoja plinskoga transportnog sustava Republike Hrvatske 2026.–2035. i Strategiju energetske razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [32,34,37], jača otpornost sustava na geopolitičke poremećaje, potiče regionalnu integraciju i usmjerava njegovu prilagodbu prema niskoemisijskim, a dugoročno i vodik-kompatibilnim plinskim tokovima. Kvaliteta poslovanja [40] i učinkovito uspostavljenih procesa Plinacra jamči uspješno obavljanje funkcije hrvatskog operatora plinskog transportnog sustava u budućnosti.

#### 4. Zaključak

U uvjetima energetske tranzicije, geopolitičke fragmentacije i povećane volatilnosti plinskih tržišta, sigurnost opskrbe više se ne može tumačiti samo kao pitanje količina i cijena, nego ponajprije kao pitanje otpornosti sustava, diverzifikacije pravaca, tehničke interoperabilnosti i regulatorne predvidivosti. Time se potvrđuje temeljna teza rada: u suvremenom europskom kontekstu energetska sigurnost proizlazi jednako iz raspoloživosti energenta i iz kvalitete infrastrukture koja omogućuje njegov prihvata, transport i daljnje usmjeravanje. Promjene nakon 2022. godine jasno su pokazale granice modela koji je sigurnost opskrbe pretežito vezao uz tržišnu integraciju i stabilnost postojećih dobavnih pravaca.

Smanjenje ovisnosti Europske unije o ruskom plinu nije uklonilo vanjsku ovisnost, nego ju je preoblikovalo u novi, globalno disperziran i infrastrukturno zahtjevniji model opskrbe. U takvim okolnostima na važnosti dobivaju terminali za UPP, interkonekcije, skladišni kapaciteti i sposobnost preusmjeravanja tokova unutar međusobno povezanih mreža. Energetska tranzicija pritom ne uklanja sigurnosnu dimenziju plina, nego je u prijelaznom razdoblju dodatno naglašava. Razvoj hrvatskoga plinskog transportnog sustava tijekom posljednjih dvadeset i pet godina jasno pokazuje tu promjenu na nacionalnoj i regionalnoj razini. Sustav koji je početkom 2000-ih bio prvenstveno usmjeren na domaću opskrbu i obilježen ograničenom prostornom fleksibilnošću postupno se transformirao u infrastrukturno važan element regionalne sigurnosti opskrbe. Institucionalno izdvajanje transportne djelatnosti, teritorijalna ekspanzija mreže, jačanje međunarodnih interkonekcija, razvoj dvosmjernih tokova i integracija terminala za UPP na otoku Krku izmijenili su funkcionalnu logiku sustava i pomaknuli Hrvatsku iz pozicije strukturne ranjivosti prema ulozi regionalno važnoga tranzitnog i stabilizacijskog čvorišta.

Analiza razvojnih faza pokazala je da ta transformacija nije bila rezultat jednoga infrastrukturnog projekta ni jednoga regulatornog zahvata, nego kumulativni ishod dugotrajnoga institucionalnog, tehničkog i prostornog restrukturiranja. U prvoj fazi uspostavljeni su regulatorni i organizacijski temelji modernoga operatora transportnog sustava. U drugoj je provedena teritorijalna integracija mreže i smanjena ovisnost o ograničenom broju pravaca. U trećoj je sustav stekao izraženiju regionalnu i tranzitnu funkciju, osobito kroz jačanje dvosmjernosti tokova i povezivanje s infrastrukturom za UPP. Četvrta faza, oblikovana geopolitičkim poremećajima nakon 2022. godine, potvrdila je da hrvatski plinski transportni sustav više ne djeluje samo kao nacionalna infrastruktura, nego kao operativni instrument stabilnosti gravitirajućega regionalnog prostora. Upravo u tom prostoru međusobno povezanih tržišta sigurnost opskrbe prestaje biti izolirana nacionalna kategorija i poprima relacijski karakter.

Stabilnost pojedinoga sustava sve više ovisi o stupnju njegove povezanosti s drugim mrežama, o mogućnosti reverzibilnih tokova, o pristupu alternativnim ulaznim točkama i o sposobnosti

infrastrukture da apsorbira tržišne i geopolitičke poremećaje. U tom smislu hrvatski plinski transportni sustav, osobito nakon integracije terminala za UPP na otoku Krku i razvoja nove magistralne okosnice, djeluje kao infrastruktura regionalne stabilizacije, povezivanja i usmjeravanja tokova prema susjednim i povezanim tržištima. Iskustvo Plinacra pokazuje da infrastrukturna ulaganja, prvotno usmjerena na nacionalnu sigurnost opskrbe, u uvjetima geopolitičke i tržišne nestabilnosti mogu poprimiti znatno širu regionalnu funkciju. Budući razvoj sustava zato nije moguće promatrati samo kao tehničko pitanje održavanja mreže, nego kao proces u kojem se susreću sigurnost opskrbe, regionalna integracija i ciljevi dekarbonizacije. U tom okviru Plinacro se afirmira ne samo kao operator nacionalne mreže, nego i kao nositelj infrastrukturne otpornosti i tranzicijske prilagodbe u širem srednjoeuropskom i jugoistočno-europskom prostoru.

Sigurnost opskrbe nije rezultat tržišne spontanosti ni kratkoročnih političkih reakcija na krize. Ona se oblikuje kroz dugoročno infrastrukturno planiranje, regulatornu dosljednost i sposobnost pravodobnog ulaganja u sustave koji mogu ublažiti geopolitičke poremećaje i izbjeći nastanak novih jednostranih ovisnosti. Bez takve usklađenosti između strateških ciljeva, regulatornog okvira i investicijske logike energetska politika ostaje na razini deklarativne ambicije. Energetska tranzicija pritom ne uklanja geopolitičku dimenziju energetskih sustava, nego je preoblikuje.

Iskustvo stečeno tijekom dvadeset i pet godina razvoja hrvatskoga plinskog transportnog sustava pokazuje da buduća sigurnost opskrbe neće ovisiti samo o količini raspoloživih energenata, nego o kvaliteti infrastrukture, razini regionalne povezanosti, regulatornoj predvidivosti i sposobnosti sustava da izbjegne nove jednostrane ovisnosti. U tom se smislu hrvatski plinski transportni sustav danas više ne može promatrati samo kao nacionalna mreža, nego kao dio širega regionalnog okvira stabilnosti. Buduća energetska sigurnost Europe neće se odlučivati samo na izvorima plina, nego ponajprije na sposobnosti država da pravodobno izgrade, povežu i usmjere infrastrukturu koja ranjivost pretvara u otpornost, a ovisnost u prostor strateškoga djelovanja.

### **Literatura:**

1. Europski parlament (2025.). Rezolucija Europskog parlamenta od 8. srpnja 2025. o sigurnosti opskrbe energijom u Europskoj uniji (2025/2055(INI)), P10\_TA(2025)0146.
2. Churchill, W. (1913). Shipbuilding, Repairs, Maintenance, etc. House of Commons Debates, 17 July 1913, vol. 55, cc. 1477–1481. Hansard.
3. Ediger, V. Ş. (2019). A Farewell to King Coal: Geopolitics, Energy Security, and the Transition to Oil, 1898–1917. *The Historical Journal*.
4. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report*. Cambridge: Cambridge University Press, Annex III.
5. United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) (2021). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*. Geneva: United Nations.
6. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (NETL) (2016). *Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation*. Pittsburgh, PA: NETL.
7. Pavlović, D., Srpak, M. (2025.). Od pragmatične suradnje do geopolitičkog rizika – utjecaj sporazuma ‘cijevi za plin’ na energetska ovisnost Europe. *Plin*, 25(1), 34–44.
8. Eurostat (2024). *EU Trade with Russia – Latest Developments*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
9. International Energy Agency (IEA) (2025). *Share of Russian Natural Gas in EU Demand 2001–2023*. Paris: IEA.

10. European Commission (2022). REPowerEU Plan, COM(2022) 108 final. Brussels: European Commission.
11. European Union (2022). Regulation (EU) 2022/1032 of the European Parliament and of the Council of 29 June 2022 amending Regulations (EU) 2017/1938 and (EC) No 715/2009 as regards gas storage. Official Journal of the European Union, L 173.
12. Buzan, B., Wæver, O., de Wilde, J. (1998). Security: A New Framework for Analysis. Boulder, CO: Lynne Rienner Publishers.
13. Keohane, R. O., Nye, J. S. (2012). Power and Interdependence. 4th ed. Boston: Longman.
14. Blackwill, R. D., Harris, J. M. (2016). War by Other Means: Geoeconomics and Statecraft. Cambridge, MA: Harvard University Press.
15. Goldthau, A., Sitter, N. (2015). A Liberal Actor in a Realist World: The European Union Regulatory State and the Global Political Economy of Energy. Oxford: Oxford University Press.
16. U.S. Energy Information Administration (EIA) (2024). World Oil Transit Chokepoints. Dostupno na: [https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/World\\_Oil\\_Transit\\_Chokepoints](https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/World_Oil_Transit_Chokepoints) (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
17. UNCTAD (2024). Review of Maritime Transport 2024: Navigating Maritime Chokepoints. Geneva: United Nations. Dostupno na: <https://unctad.org/publication/review-maritime-transport-2024> (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
18. Farrell, H., Newman, A. L. (2019). Weaponized Interdependence: How Global Economic Networks Shape State Coercion. *International Security*, 44(1), 42–79. [https://doi.org/10.1162/isec\\_a\\_00351](https://doi.org/10.1162/isec_a_00351) (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
19. International Gas Union (IGU) (2024). World LNG Report 2024. Barcelona: IGU.
20. International Energy Agency (IEA) (2023). Gas Market Report Q4-2023. Paris: IEA.
21. Banovac, E. Measuring concentration in the energy markets. *Nafta*, 2005;56(6), 249–256.
22. Fulwood, M. (2026). Modelling the Impact of the Strait of Hormuz Closure on Global Gas Flows and Prices. OIES Energy Comment. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
23. Pavlović, D., Banovac, E. (2020). Natural Gas as a Geopolitical Factor of Energy Transition. U: Zbornik radova 35. Međunarodnog znanstveno-stručnog susreta stručnjaka za plin (Proceedings of the 35<sup>th</sup> International Scientific & Expert Meeting of Gas Professionals). Zagreb: Hrvatska stručna udruga za plin (HSUP), 1–12.
24. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2023). ACER Market Monitoring Report 2023 – Gas Wholesale Markets Volume. Ljubljana: ACER.
25. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2024). ACER Market Monitoring Report 2024 – Gas Wholesale Markets Volume. Ljubljana: ACER.
26. European Commission (2023). Report on the Implementation of the Security of Gas Supply Regulation. Brussels: European Commission.
27. Henderson, J., Mitrova, T. (2023). The Globalisation of European Gas Markets and LNG Dynamics after 2022. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies (OIES).
28. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) (2022). Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022. Brussels: ENTSOG.
29. Europski parlament i Vijeće Europske unije (2024a). Direktiva (EU) 2024/1788 od 13. lipnja 2024. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište plinova iz obnovljivih izvora, prirodnog plina i vodika. Službeni list Europske unije, L, 2024/1788.
30. Europski parlament i Vijeće Europske unije (2024b). Uredba (EU) 2024/1789 od 13. lipnja 2024. o unutarnjem tržištu plinova iz obnovljivih izvora, prirodnog plina i vodika. Službeni list Europske unije, L, 2024/1789.
31. Banovac, E., Pavlović, D. (2003). The Basis of Energy Sector Regulation in the Process of Energy Reform in the Republic of Croatia. *Nafta: Exploration, Production, Processing, Petrochemistry*, 54(7–8), 275–282.

32. Hrvatski sabor (2002.). Strategija energetskeg razvitka Republike Hrvatske (NN 38/2002). Donio Hrvatski sabor na sjednici 19. ožujka 2002. Dostupno na: [https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2002\\_04\\_38\\_839.html](https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2002_04_38_839.html) (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
33. Plinacro d.o.o. Plan razvoja, izgradnje i modernizacije plinskoga transportnog sustava za razdoblje 2002.–2011.
34. Plinacro d.o.o. (2025.). Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2026.–2035.
35. Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost (FZOEU) (2024.). Odobreno 533 milijuna eura za jačanje plinske infrastrukture – NPOO.C7.1.I3.01.0001 “Jačanje plinske infrastrukture”. Dostupno na: <https://www.fzoeu.hr/hr/odobreno-533-milijuna-eura-za-jačanje-plinske-infrastrukture/9779> (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
36. Vlada Republike Hrvatske (2021.). Nacionalni plan oporavka i otpornosti 2021.–2026. Dostupno na: <https://planoporavka.gov.hr> (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
37. Plinacro d.o.o. (2024.–2026.). Projekt “Jačanje plinske infrastrukture” – NPOO.C7.1.I3.01.0001 (Zlobin–Bosiljevo, Bosiljevo–Sisak, Kozarac–Sisak, Zabok–Lučko). Dostupno na: <https://www.plinacro.hr> (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
38. ENTSOG (2026). Ten-Year Network Development Plan 2026 – Gas (TYNDP 2026). Dostupno na: <https://www.entsog.eu/tyndp> (pristupljeno: 27. 3. 2026.)
39. Republika Hrvatska (2020.). Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu. Narodne novine, 25/2020.
40. Banovac, E, Kozak, D, Maglić, L. Osnove, metode i alati kvalitete. Strojarski fakultet u Slavenskom Brodu Sveučilišta J. J. Strossmayera u Osijeku, 2011.

## **Uloga prirodnog plina u Republici Hrvatskoj** *The role of natural gas in the Republic of Croatia*

**Daniel Golja**

Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, Republika Hrvatska

**Vlatka Kos Grabar Robina**

Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, Republika Hrvatska

**Robert Fabek**

Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, Republika Hrvatska

### **Sažetak**

Prirodni plin predstavlja važan energent u Republici Hrvatskoj te zauzima ključnu ulogu u opskrbi energijom, sektorskim transformacijama i tranziciji prema niskougljičnom energetsom sustavu. U radu se analizira uloga prirodnog plina u Republici Hrvatskoj prikazujući razvoj plinske infrastrukture, trendove proizvodnje i potrošnje plina te njegove funkcije u energetsom miksu i sigurnosti opskrbe energijom. Prirodni plin je definiran kao fosilni energent s relativno nižim emisijama CO<sub>2</sub> u odnosu na ugljen i naftu, ali s ograničenim potencijalom za dugoročnu dekarbonizaciju bez integracije obnovljivih izvora energije i tehnologija za smanjenje emisija.

U radu je prikazan razvoj hrvatskog plinskog sustava, uključujući infrastrukturu za transport, distribuciju i skladištenje plina. Posebna pozornost posvećena je ulozi terminala za ukapljeni prirodni plin, puštenog u rad 2021. godine kao strateškog elementa za diversifikaciju izvora dobave, povećanje sigurnosti opskrbe i jačanje regionalne tržišne konkurentnosti.

Analiza trendova proizvodnje i potrošnje obuhvaća pregled domaće eksploatacije i kapaciteta, te sektorsku raspodjelu potrošnje (industrija, promet, kućanstva, ...). U radu su identificirane ključne karakteristike tržišta plina u Hrvatskoj: ovisnost o uvozu, sezonalnost potražnje, te rastuća potreba za fleksibilnim resursima i skladišnim kapacitetima. Geopolitički kontekst opskrbe razmatran je kroz prizmu ranjivosti povezanih s vanjskim izvorima i kroz strategije diverzifikacije koje uključuju UPP, plinske interkonekcije i regionalnu suradnju.

Zaključni dio rada sadrži osvrt na budućnost. Razmatraju se projekcije potrošnje i proizvodnje prirodnog plina, kao i uloga prirodnog plina i plinske infrastrukture u energetskej tranziciji i dekarbonizaciji hrvatskog energetskeg sustava.

**Ključne riječi:** energetska sigurnost, infrastruktura, potrošnja, prirodni plin, proizvodnja, UPP

### **Abstract**

*Natural gas is an important energy source in the Republic of Croatia and plays a key role in energy supply, sectoral transformations and the transition towards a low-carbon energy system. This paper analyzes the role of natural gas in the Republic of Croatia, presenting the development of gas infrastructure, trends in gas production and consumption, and its functions in the energy mix and energy supply security. Natural gas is defined as a fossil fuel with relatively lower CO<sub>2</sub> emissions compared to coal and oil, but with limited potential for long-term decarbonization without the integration of renewable energy sources and emission reduction technologies.*

*The paper presents the development of the Croatian gas system, including infrastructure for gas transport, distribution and storage. Special attention is given to the role of the liquefied natural gas terminal, commissioned in 2021, as a strategic element for diversifying supply sources, increasing supply security and strengthening regional market competitiveness.*

*The analysis of production and consumption trends includes an overview of domestic exploitation and capacity, and the sectoral distribution of consumption (industry, transport, households, etc.). The paper identifies key characteristics of the gas market in Croatia: import dependence, demand seasonality, and the growing need for flexible resources and storage capacities. The geopolitical*

*context of supply is considered through the lens of vulnerabilities related to external sources and through diversification strategies that include LNG, gas interconnections and regional cooperation.*

*The final part of the paper provides a future outlook. It discusses natural gas consumption and production projections, as well as the role of natural gas and gas infrastructure in the energy transition and decarbonization of the Croatian energy system.*

**Keywords:** *consumption, energy security, infrastructure, LNG, natural gas, production*

## **1. Uvod**

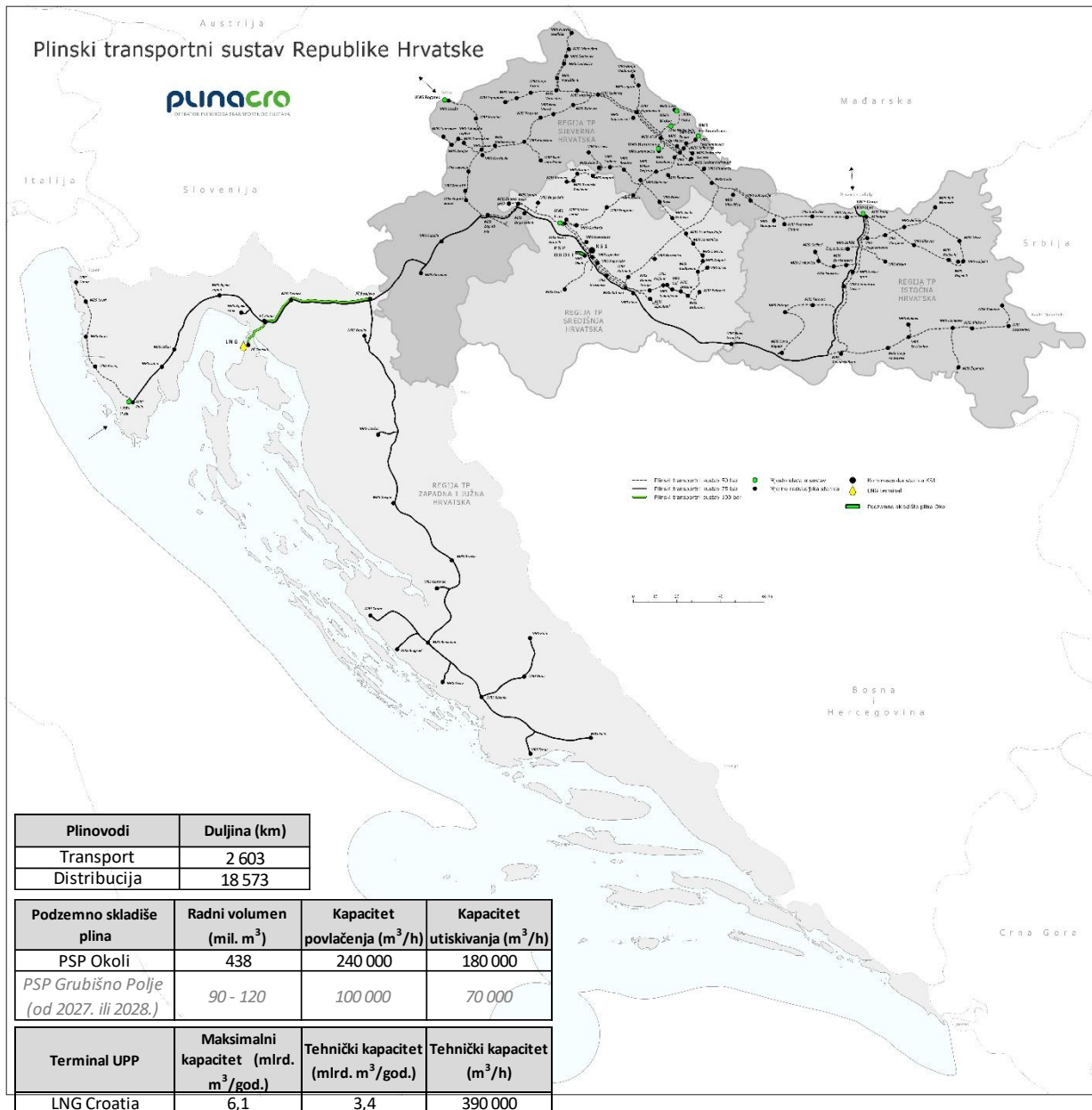
U ovom radu analizirana je uloga prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u kontekstu udjela u energetske miks, nacionalnih i europskih ciljeva dekarbonizacije te sigurnosti opskrbe energijom. Predmet analize obuhvaća infrastrukturne elemente plinskog sustava, trendove proizvodnje i potrošnje, tržišne karakteristike te planove vezane za mogućnost integracije obnovljivih plinova (biometan, vodik) kroz sposobnost postojećeg sustava da osigura sigurnu, konkurentnu i održivu opskrbu energijom tijekom tranzicije prema niskougljičnom energetske sustavu.

U Europi je nakon recentnih geopolitičkih poremećaja u opskrbi plinom naglasak dodatno stavljen na diversifikaciju dobavnih ruta, razvoj infrastrukture za ukapljeni prirodni plin (UPP) i jačanje skladišnih kapaciteta. Hrvatska se u tom okviru pozicionira kao zemlja s ograničenom domaćom proizvodnjom plina i značajnom ovisnošću o uvozu, ali s novim infrastrukturnim kapacitetima (terminal za UPP, podzemno skladište plina – u tijeku gradnje) koji mijenjaju njezinu ulogu u regionalnoj opskrbi.

## **2. Razvoj plinskog sustava u Republici Hrvatskoj**

Značajniji razvoj plinskog sustava u Republici Hrvatskoj započinje sredinom prošlog stoljeća izgradnjom prvog transportnog plinovoda na dionici Zagreb - Ivanić-Grad (1954.-1959.) i puštanjem u proizvodnju plinskog polja Okoli (1963.) [1], a daljnji razvoj obuhvaća izgradnju magistralnih plinovoda kojima je omogućena plinifikacija Slavonije (1975.) [2], početak proizvodnje plina iz bogatih ležišta Podravine (1981.) [3] i Sjevernog Jadrana (1999.), razvoj distribucijskih plinskih sustava, širenje transportne plinske mreže (plinovod Pula-Karlovac (2007.) i Bosiljevo-Split (2013.)), te izgradnju podzemnog skladišta plina (PSP Okoli, 1988. godine) [4].

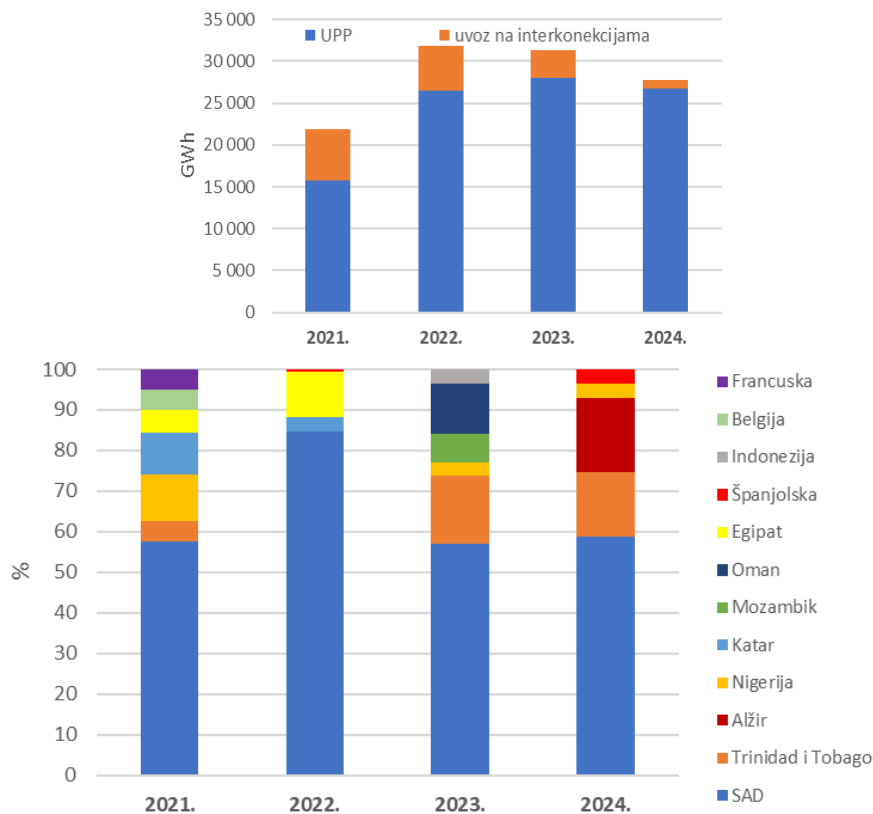
Transportna plinska mreža povezuje ključne točke proizvodnje, uvoza, skladištenja i potrošnje, a njome upravlja operator transportnog sustava (Plinacro). Distribucijski plinski sustavi ključni su za opskrbu plinom krajnjih potrošača, a podzemno skladište plina predstavlja važan element za sezonsko izravnavanje potrošnje plina. Transportni plinski sustav je dobro razvijen i omogućuje predaju plina na području 19 županija i Grada Zagreba, a distribucijski plinski sustav izgrađen je uglavnom na području središnje i istočne Hrvatske, u većim naseljima Istarske i Primorsko-goranske županije te djelomično na užem području većih gradova u Zadarskoj, Šibensko-kninskoj i Splitsko-dalmatinskoj županiji. Plinska infrastruktura Republike Hrvatske prikazana je na slici 1 [5].



Slika 1. Plinska infrastruktura Republike Hrvatske

Izvor: Plinacro [5], PSP [6], LNG Hrvatska [7]

Uvoz plina, uglavnom ruskog porijekla, do puštanja u rad terminala za ukapljeni prirodni plin (UPP), provodio se isključivo plinovodima preko interkonekcijskih točaka sa Slovenijom (od 1978.) i Mađarskom (od 2011.). Plutajući terminal (*FSRU-Floating Storage and Regasification Unit*) za UPP na otoku Krku pušten je u komercijalni rad s početkom 2021. godine, te je odmah postao glavni dobavni pravac za opskrbu plinom Republike Hrvatske, ali i zemalja u okruženju, što posebno dolazi do izražaja već sljedeće godine (2022.) uslijed geopolitičkih okolnosti i početka rata u Ukrajini. U 2024. godini, čak 96,5 posto uvoza prirodnog plina u Republici Hrvatskoj ušlo je preko terminala za UPP, najvećim dijelom porijeklom iz SAD-a (Slika 2) [8].



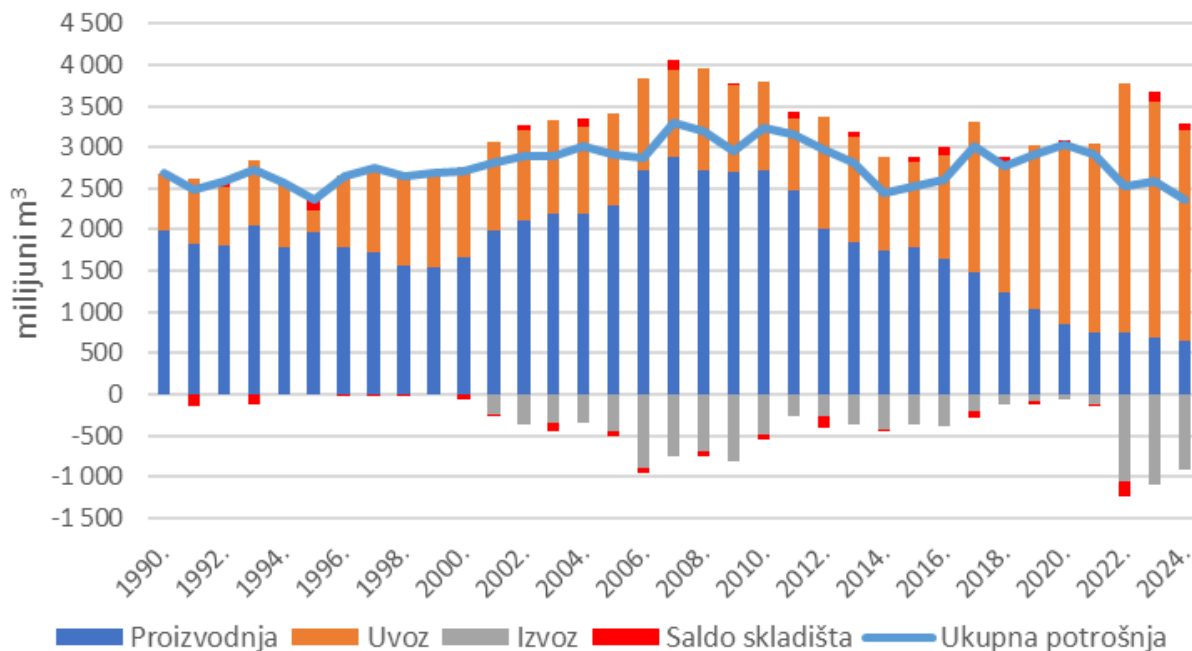
Slika 2. Uvoz prirodnog plina u Republici Hrvatskoj (lijevo) i porijeklo UPP-a (desno)  
Izvor: HERA [8]

Geopolitička i strateška važnost terminala prepoznata je u okviru jačanja europskog energetskog tržišta, diversifikacije dobave i povećanja sigurnosti opskrbe plinom Republike Hrvatske i susjednih zemalja jugoistočne Europe pa je inicijalni kapacitet terminala od 2,6 milijardi kubičnih metara plina godišnje povećan u travnju 2022. godine na 2,9 mlrd. m<sup>3</sup>, koliko iznosi maksimalni kapacitet postojećeg plinovoda, a zatim u jesen 2025. godine na 6,1 mlrd. m<sup>3</sup> plina godišnje. Kapacitet terminala je u potpunosti zakupljen do kraja 2037. godine [7].

Istovremeno, izgradnjom i puštanjem u pogon novog plinovoda na dionici Zlobin-Bosiljevo (58 km), iskoristivi kapacitet terminala povećan je s 2,9 na 3,5 mlrd. m<sup>3</sup> godišnje, a izgradnja plinovoda na dionicama Bosiljevo-Sisak, Sisak-Kozarac i Zabok-Lučko omogućit će isporuku maksimalnog kapaciteta terminala u plinski transportni sustav, te će se time transportni kapaciteti prema Mađarskoj povećati s 1,7 na 3,5 mlrd. m<sup>3</sup>, a prema Sloveniji s 0,26 na 1,5 mlrd. m<sup>3</sup> plina godišnje. Izgradnja navedenih plinovoda provodi se u sklopu Nacionalnog plana oporavka i otpornosti (NPOO) i financira se bespovratnim sredstvima u iznosu 533 mil. eura [9][10].

### 3. Proizvodnja i potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj

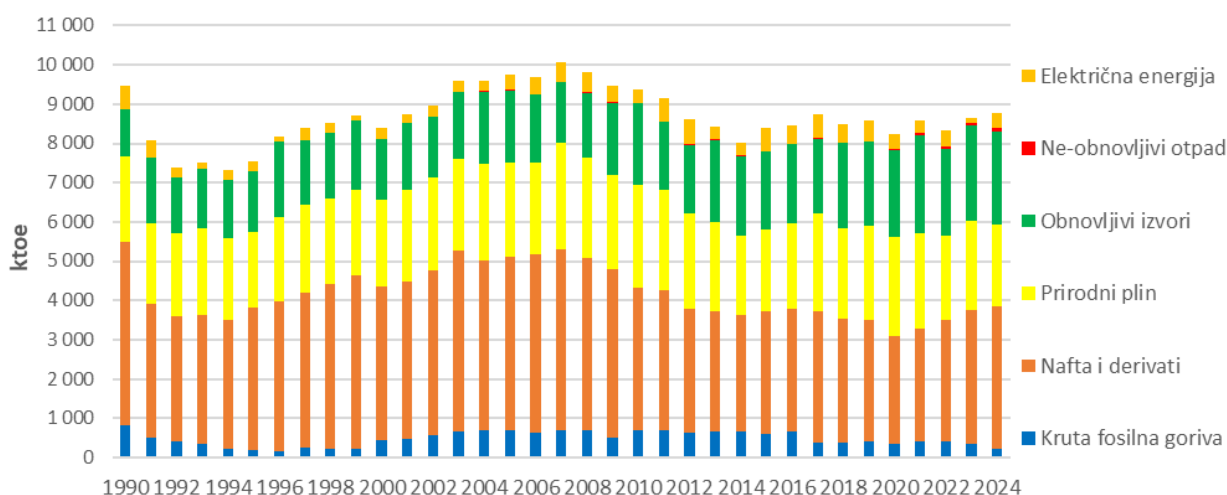
Najveća domaća proizvodnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj ostvarena je u 2007. godini (2,9 mlrd. m<sup>3</sup>). Te godine je domaćom proizvodnjom pokriveno gotovo 88 posto ukupne godišnje potrošnje plina, dok je 2006. godine, uslijed nešto niže ukupne potrošnje plina, domaćom proizvodnjom pokriveno rekordnih 94 posto ukupnih potreba za plinom. Međutim, od tada bilježimo trend smanjenja proizvodnje zbog iscrpljivanja postojećih eksploatacijskih polja i smanjenja ulaganja u istraživanje novih nalazišta plina. Unatoč smanjenju ukupne potrošnje prirodnog plina, koja posljednjih godina iznosi oko 2,5 mlrd. m<sup>3</sup>, domaćom proizvodnjom od oko 0,7 mlrd. m<sup>3</sup> pokriveno je prosječno svega 28 posto ukupnih potreba za plinom u Republici Hrvatskoj (2024.) (slika 3) [11][12]. Posljedično, udio uvoza u ukupnoj opskrbi kontinuirano raste, što povećava izloženost vanjskim rizicima.



Slika 3. Dobava i potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u razdoblju od 1990. do 2024. godine

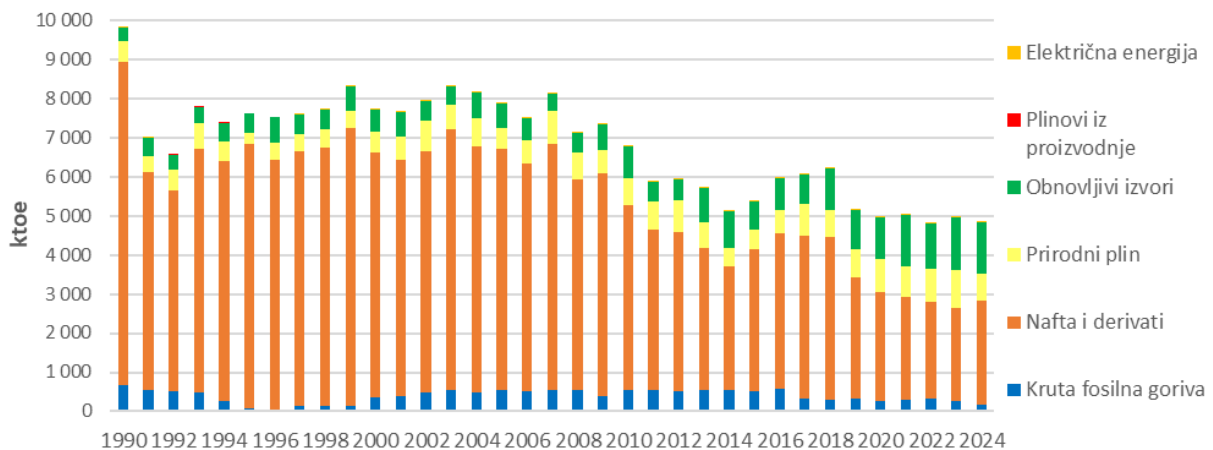
Izvor: Energetska bilanca prirodnog plina (EIHP)[11]

Kada govorimo o ulozi prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, njegov značaj u najboljoj mjeri prikazuje analiza podataka o potrošnji energije prema energetske bilancama za promatrano razdoblje od 1990. do 2024. godine (zadnja dostupna energetska bilanca) [11][12], prema kojima prosječni udio prirodnog plina u ukupnoj godišnjoj opskrbi energijom u Republici Hrvatskoj (Slika 4) iznosi 26,5 posto (23,9 % u 2024.), udio u ukupnoj godišnjoj potrošnji energije za transformacije (Slika 5) iznosi prosječno 9,8 posto (14,5 % u 2024.), dok udio prirodnog plina u neposrednoj potrošnji energije (Slika 6) iznosi prosječno 16,5 posto (13,8 % u 2024.).



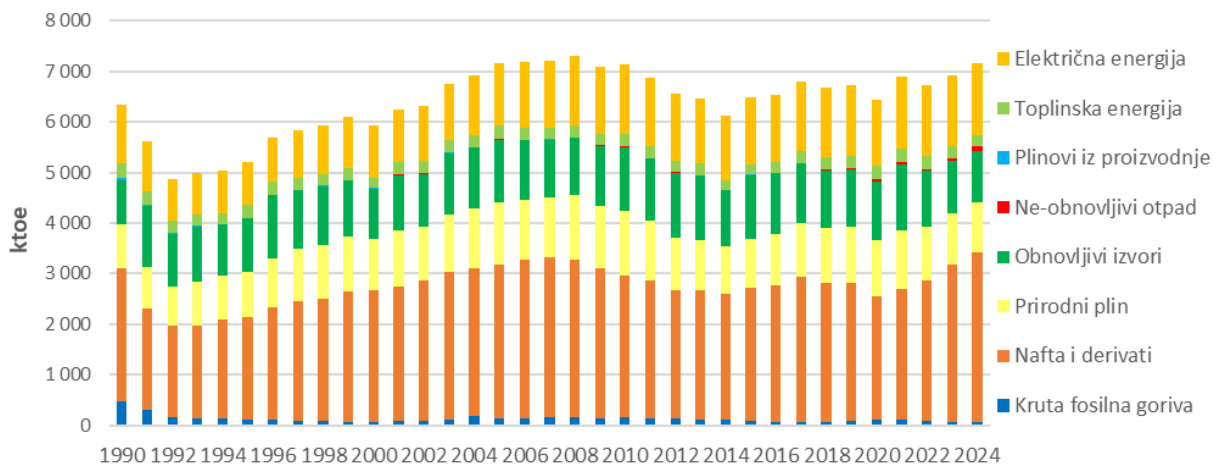
Slika 4. Ukupna opskrba energijom u RH po energentima (1990.-2024.)

Izvor: Energetska bilanca Republike Hrvatske (Eurostat)[13]



Slika 5. Potrošnja energije za transformacije u Republici Hrvatskoj po energentima (1990.-2024.)

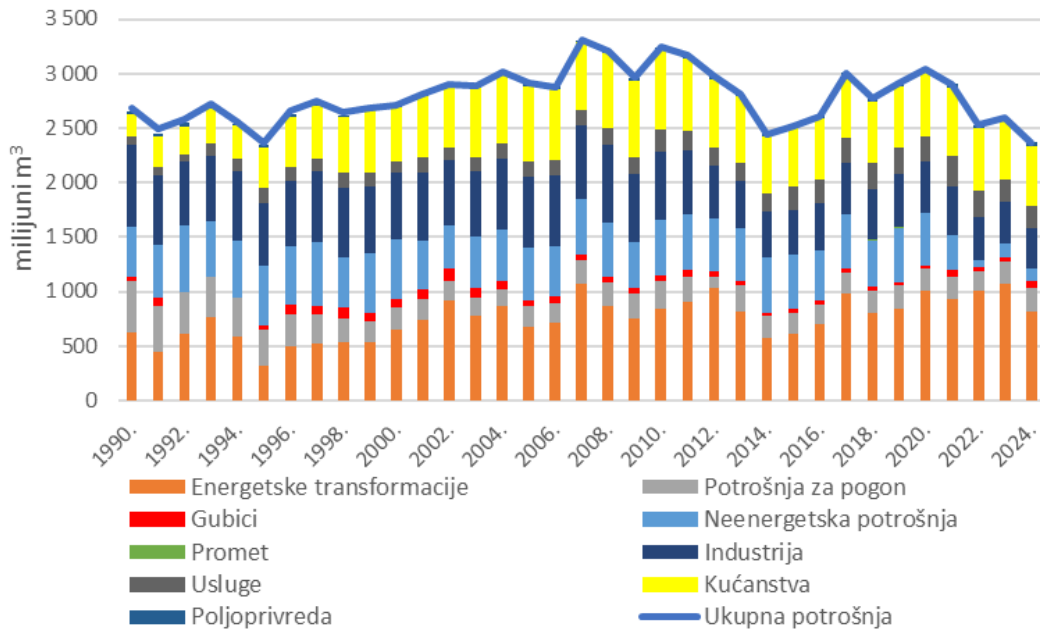
Izvor: Energetska bilanca Republike Hrvatske (Eurostat)[13]



Slika 6. Neposredna energetska potrošnja u Republici Hrvatskoj po energentima (1990.-2024.)

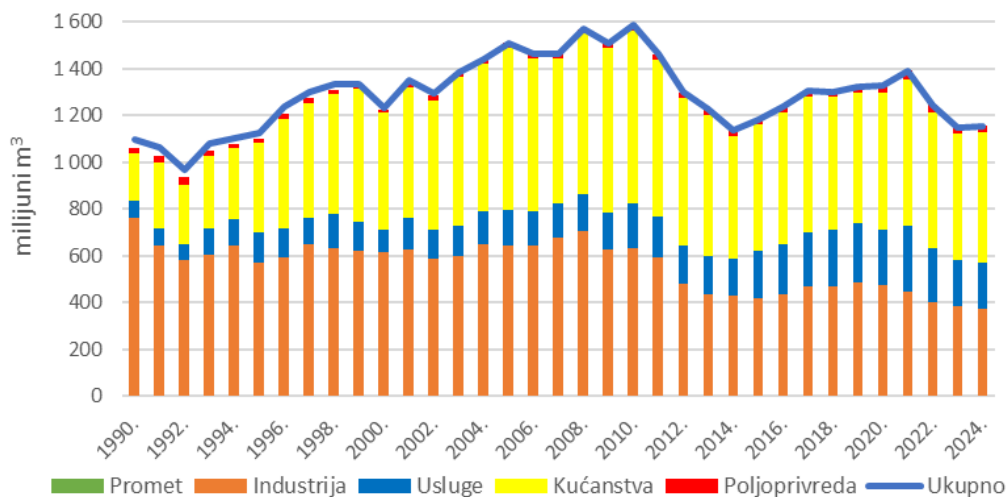
Izvor: Energetska bilanca Republike Hrvatske (Eurostat)[13]

U strukturi potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u razdoblju od 1990. do 2024. godine, najveći udio (prosječno 26,9 %; 34,7 % u 2024.) u ukupnoj potrošnji plina ima sektor transformacija, odnosno potrošnja plina za proizvodnju električne i toplinske energije, a zatim slijede industrija (prosječno 20,1 %; 15,7 % u 2024.), kućanstva (prosječno 19,2 %; 23,4 % u 2024.), ne-energetska potrošnja (prosječno 16,3 %; 4,6 % u 2024.) te ostali sektori (Slika 7). Najveći dio potrošnje prirodnog plina u neposrednoj potrošnji ostvaruje se u industriji (prosječno 43,7 %; 32,2 % u 2024.) i kućanstvima (prosječno 41,2 %; 47,9 % u 2024.) (Slika 8) [11].



Slika 7. Udjeli sektora potrošnje u ukupnoj potrošnji prirodnog plina u Republici Hrvatskoj (1990.-2024.)

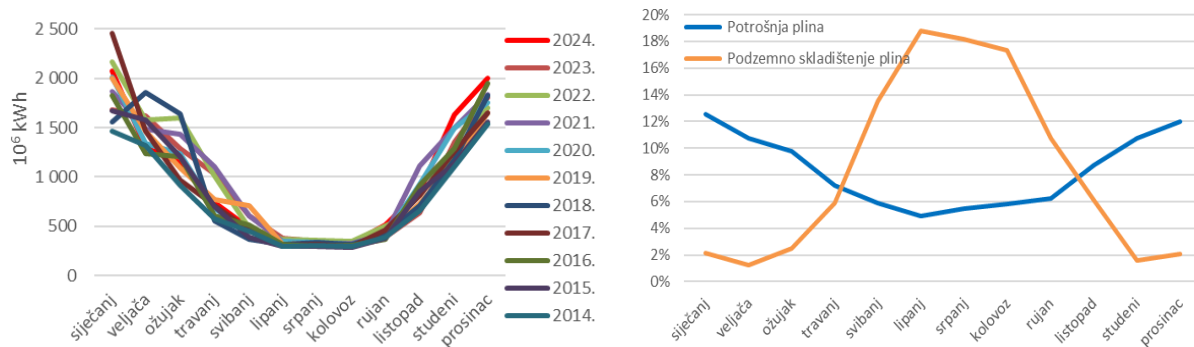
Izvor: Energetska bilanca prirodnog plina (EIHP)[11]



Slika 8. Udjeli sektora potrošnje u neposrednoj potrošnji prirodnog plina u Republici Hrvatskoj (1990. -2024.)

Izvor: Energetska bilanca prirodnog plina (EIHP)[11]

S obzirom na relativno visoki udio sektora kućanstva u ukupnoj potrošnji plina, potrošnja plina u Republici Hrvatskoj pokazuje izraženu sezonalnost s vršnim vrijednostima u zimskim mjesecima uslijed povećane neposredne potrošnje i potrošnje plina u elektroenergetskom sektoru zbog potreba grijanja tijekom hladnih razdoblja, kada do izražaja dolazi važnost podzemnog skladišta plina za sigurnost opskrbe (Slika 9) [12]. Postojeće podzemno skladište plina Okoli je „sezonsko skladište“ radnog volumena 438 milijuna  $m^3$  [6], a u tijeku je izgradnja „vršnog“ podzemnog skladišta plina na lokaciji Grubišno Polje. Realizacijom izgradnje ovog podzemnog skladišta, relativno maloga radnog volumena, postiglo bi se znatno povećanje ukupnih izlaznih kapaciteta iz sustava skladišta plina uz poboljšanje fleksibilnosti cijeloga skladišno-transportnog sustava, što bi pridonijelo povećanju sigurnosti opskrbe plinom u RH. Puštanje u pogon očekuje se najranije krajem 2027. godine [14].

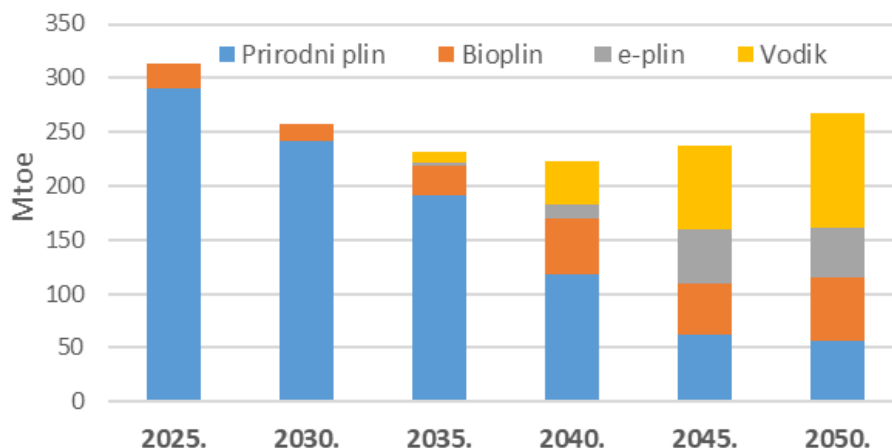


Slika 9. Sezonalnost potrošnje plina potrošača na distribucijskom sustavu (lijevo) i prosječne ukupne isporuke plina potrošačima i podzemnom skladištu plina u razdoblju 2014.-2024. godine (desno)

Izvor: EIHP/Plinacro[12]

#### 4. Prirodni plin u energetskej tranziciji

Europska komisija krajem 2019. godine predstavila je Europski zeleni plan, strategiju kojom gospodarstvo Europske unije do 2050. godine planira učiniti klimatski neutralnim. Očekuje se da će se potrošnja prirodnog plina smanjiti uslijed povećanja energetske učinkovitosti, a dugoročno će prirodni plin biti zamijenjen drugim, dekarboniziranim plinovima (biometan, vodik) (Slika 10) [15].



Slika 10. Ukupna potrošnja plinovitih goriva u EU-u od 2025. do 2050. godine

Izvor: Factsheet Hydrogen Gas, Europska komisija (2021)[15]

Prema strateškim dokumentima Republike Hrvatske [16][17][18][19], zbog velike zastupljenosti u kogeneracijskim postrojenjima te potencijalom za pružanje usluga regulacije elektroenergetskog sustava, prirodni plin prepoznat je kao neizostavan element za osiguranje stabilnosti elektroenergetskog sustava u tranziciji prema sustavu s visokim udjelom obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije. Isto tako, kao fosilno gorivo s najmanjom emisijom ugljičnog dioksida, prirodni plin će imati značajnu ulogu u prelasku na niskougljično gospodarstvo, te kroz korištenje plinskog sustava za transport i distribuciju dekarboniziranih plinova.

Iako projekcije potrošnje prirodnog plina u razdoblju do 2050. godine u svim strateškim dokumentima Republike Hrvatske imaju silaznu putanju, ovisnost o uvozu prirodnog plina raste uslijed smanjenja domaće proizvodnje. Stoga je, u cilju zaustavljanja trenda pada proizvodnje prirodnog plina, potrebno potaknuti dodatna ulaganja u postojeće proizvodne kapacitete te u nove

istražne aktivnosti. Osiguranje zadovoljavajuće razine sigurnosti opskrbe plinom kroz daljnji razvoj plinske infrastrukture, uključujući diversifikaciju dobavnih pravaca i povećanje skladišnih kapaciteta nužnost je za sigurnost opskrbe Republike Hrvatske i regije.

Uvažavajući smjernice EU politike dekarbonizacije plinskog sektora i Hrvatske strategije za vodik do 2050. godine, operator transportnog plinskog sustava (Plinacro) priprema projekte razvoja buduće dekarbonizirane infrastrukture te razmatra tehnologije i procese koji će omogućiti učinkovito korištenje plinskog transportnog sustava za transport vodika i drugih dekarboniziranih plinova. U tom kontekstu, svi veći interkonekcijski i transportni plinovodi koji su planirani u sljedećem desetogodišnjem razdoblju izgradit će se kao spremni za vodik (engl. *hydrogen-ready*) [9]. Isto tako, započet će planiranje i rekonstrukcija plinskih čvorova, sigurnosne i mjerne opreme za prihvata dekarboniziranih plinova u plinski transportni sustav.

Važno je napomenuti da je preduvjet za jačanje uloge vodika uređenje institucionalnog okvira za korištenje vodika u energetske sustavima.

## 5. Zaključak

Analiza povijesnih energetskih bilanci i strateških dokumenata koji daju smjernice i planove budućeg energetskog razvoja pokazuje da prirodni plin u Republici Hrvatskoj ima važnu ulogu u opskrbi energijom, kako za proizvodnju električne i toplinske energije, tako i u sektorima neposredne potrošnje, kao i ulogu prijelaznog energenta koji može podržati sigurnost opskrbe i fleksibilnost elektroenergetskog sustava tijekom tranzicije prema niskougličnom energetskom sustavu.

Plinska infrastruktura Republike Hrvatske dostigla je visoki stupanj razvijenosti. Puštanje u pogon terminala za ukapljeni prirodni plin na otoku Krku omogućilo je diversifikaciju dobave i povećanje sigurnosti opskrbe uz smanjenje ovisnosti o pojedinačnim pravcima opskrbe, a s povećanjem kapaciteta terminala stvorena je i mogućnost za veću regionalnu opskrbu plinom.

Uvažavajući EU smjernice za razvoj buduće dekarbonizirane infrastrukture, operator transportnog plinskog sustava (Plinacro) razmatra tehnologije i procese koji će omogućiti učinkovito korištenje plinskog transportnog sustava za transport vodika i drugih dekarboniziranih plinova. U tom kontekstu, svi veći transportni plinovodi planirani u sljedećem desetogodišnjem razdoblju izgradit će se kao spremni za vodik (engl. *hydrogen-ready*), a započet će i rekonstrukcija plinskih čvorova, sigurnosne i mjerne opreme za prihvata dekarboniziranih plinova u plinski transportni sustav.

Tehničke i regulatorne implikacije za uvođenje biometana i vodika u plinski sustav uključuju zahtjeve za kvalitetu plina, miješanje plinova u mreži, prilagodbu mjernih i sigurnosnih sustava, poticajne mehanizme za proizvođače obnovljivih plinova te uređenje institucionalnog okvira za korištenje vodika u energetske sustavima.

## Literatura:

1. Plinacro d.o.o. - Povijest djelatnosti transporta plina u Republici Hrvatskoj, <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=33> (23. 3. 2026.)
2. Guttert, D. Povijest proizvodnje i uporabe prirodnog plina na području Slavonije i Baranje, Nafta i plin, Vol. 41. No. 167., 2021., <https://hrcak.srce.hr/> (25. 3. 2026.)
3. Lukić, M. 40 godina proizvodnje prirodnog plina iz ležišta duboke Podravine – najznačajniji energetski potencijal u Hrvatskoj, Nafta i plin, Vol. 41. No. 168.-169., 2021., <https://hrcak.srce.hr/> (25. 3. 2026.)
4. Podzemno skladište plina - Povijest PSP-a, <https://www.psp.hr/hr/o-tvrtki/povijest-ppsp-a/58> (25. 3. 2026.)
5. Plinacro d.o.o. - Opis transportnog sustava, <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=162> (23. 3. 2026.)

6. Podzemno skladište plina - Tehničke karakteristike PSP-a Okoli, <https://www.psp.hr/hr/poslovanje/o-skladistenju-plina/tehnicke-karakteristike-ssp-a-okoli/1161> (25. 3. 2026.)
7. LNG Croatia / LNG Hrvatska, <https://lng.hr/kapaciteti/> (24. 3. 2026.)
8. Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA) - Godišnja izvješća 2021., 2022., 2023., 2024.
9. Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2026.-2035., Plinacro, 2025.
10. Plinacro d.o.o. - Godišnja izvješća i tehnička dokumentacija transportnog sustava (2018.–2024.), <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=50> (23. 3. 2026.)
11. Energetske bilance Republike Hrvatske (1990.–2024.), Energetski institut Hrvoje Požar (EIHP)
12. Energija u Hrvatskoj - Godišnji energetski pregled, Energetski institut Hrvoje Požar, 2025.
13. Eurostat Energy Balances, March 2026 Edition
14. Podzemno skladište plina - Izgradnja PSP-a Grubišno Polje, <https://www.psp.hr/hr/poslovanje/o-skladistenju-plina/izgradnja-ssp-a-grubisno-polje/1034> (25. 3. 2026.)
15. Delivering the Green Deal: The role of clean gases including hydrogen, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/870606/Factsheet%20Hydrogen%20Gas\\_EN.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/870606/Factsheet%20Hydrogen%20Gas_EN.pdf) (25. 3. 2026.)
16. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, Zagreb, 2020.
17. Strategija niskougljičnog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu, [https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2021\\_06\\_63\\_1205.html](https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2021_06_63_1205.html) (25. 3. 2026.)
18. Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja Republike Hrvatske. Nacionalni energetski i klimatski plan Republike Hrvatske (NECP) 2021.–2030. (revidirano), [https://mingo.gov.hr/UserDocsImages/UPRAVA%20ZA%20ENERGETIKU/NECP\\_Update\\_HRV\\_HR\\_Revidirani.pdf](https://mingo.gov.hr/UserDocsImages/UPRAVA%20ZA%20ENERGETIKU/NECP_Update_HRV_HR_Revidirani.pdf) (23. 3. 2026.)
19. Hrvatska strategija za vodik do 2050. godine, [https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2022\\_03\\_40\\_492.html](https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2022_03_40_492.html) (25. 3. 2026.)

## Pressure-dependent effects of injected gas composition during gas cycling in gas condensate reservoirs

**Boufatah Ishak**

SONATRACH, Algiers, Algeria

### Abstract

Gas condensate reservoirs frequently experience productivity losses due to retrograde condensation when reservoir pressure declines below the dew-point pressure, leading to the formation of condensate banking near production wells. Gas cycling is commonly implemented from the early stages of field development to maintain reservoir pressure above the dew point, typically through the reinjection of dry gas after LPG recovery. In such applications, gas injection is primarily intended for pressure maintenance rather than miscible displacement.

As reservoir depletion progresses, maintaining pressure above the dew point becomes increasingly challenging, and the expansion of the two-phase region may result in condensate dropout even under continuous dry gas cycling. In addition, the effectiveness of a fixed injected gas composition may deteriorate as pressure declines, reducing displacement efficiency and limiting condensate recovery.

This study investigates the impact of injected gas composition on condensate banking behavior in gas condensate reservoirs under declining pressure. A compositional phase behavior analysis is conducted at multiple pressure levels to examine miscibility evolution and tie-line displacement using ternary diagram interpretation. The effect of moderate LPG enrichment of the injected gas is evaluated with the objective of improving displacement behavior while avoiding excessive enrichment.

**Keywords:** condensate banking, injected gas composition, LPG enrichment, ternary diagram

### 1. Introduction

Gas condensate reservoirs represent an important class of hydrocarbon accumulations and are characterized by complex phase behavior during pressure depletion. As reservoir pressure declines below the dew-point pressure, retrograde condensation occurs and liquid hydrocarbons drop out of the gas phase within the reservoir [2,3]. This phenomenon results in the formation and accumulation of liquid condensate in the pore space, commonly referred to as condensate banking, which leads to a reduction in gas mobility and adversely affects reservoir productivity [1].

Several strategies have been proposed to mitigate the effects of condensate banking and improve hydrocarbon recovery from gas condensate reservoirs. Among these strategies, gas cycling has been widely applied in field development [4]. In this process, produced gas is separated at the surface, valuable heavier components such as LPG are recovered, and the remaining lean gas is reinjected into the reservoir. The primary objective of gas cycling operations is to maintain reservoir pressure above the dew-point pressure and thereby delay the onset of retrograde condensation [4].

However, as reservoir depletion progresses, maintaining reservoir pressure above the dew point becomes increasingly difficult. As a result, the reservoir may enter the two-phase region despite continuous dry gas reinjection, which can lead to the formation of condensate within the reservoir [6,10]. Under such conditions, the efficiency of a fixed injected gas composition may decrease, and the displacement of liquid hydrocarbons may become less effective.

The composition of the injected gas plays an important role in controlling phase behavior, mass transfer between phases, and displacement mechanisms in gas condensate systems [5,6]. Changes in gas composition can influence vaporization processes, modify tie-line orientation in phase

diagrams, and alter the overall efficiency of condensate recovery [3,5]. For this reason, optimization of injected gas composition represents an important factor in improving the performance of gas cycling operations in depleted reservoirs.

The objective of this study is to investigate the influence of injected gas composition on condensate banking behavior in gas condensate reservoirs under declining pressure conditions. A compositional phase behavior analysis is conducted at different pressure levels using ternary diagram interpretation in order to examine tie-line displacement and the evolution of phase interactions. The potential benefits of moderate LPG enrichment of the injected gas are evaluated with the aim of improving displacement performance while maintaining operational feasibility.

## 2. Simulation model

A synthetic reservoir model was constructed to evaluate the impact of injected gas composition during gas cycling. The reservoir was represented by a five-spot injection–production pattern, commonly used to study displacement mechanisms in gas injection processes. The model dimensions were 1000 ft in length, 1000 ft in width, and 50 ft in thickness. One injection well was located at the center of the model, while four production wells were positioned at the corners of the pattern.

Reservoir heterogeneity was introduced through spatial variations in porosity and permeability. The porosity distribution was generated randomly within a range of 0.15 to 0.20 using a stochastic algorithm. Permeability values were estimated using the Reservoir Quality Index (RQI) concept, assuming a constant Flow Zone Indicator (FZI) equal to 3. This approach allows permeability to be derived from porosity while preserving realistic rock quality relationships within the reservoir model.

Figure 1 illustrates the numerical grid and spatial distribution of the reservoir properties used in the simulation model.

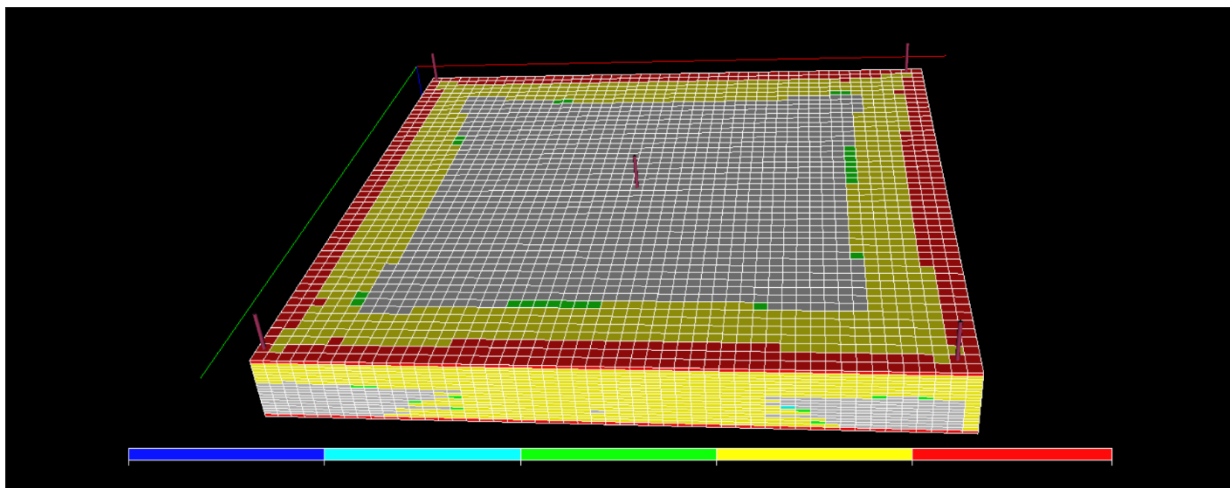


Figure 1. Numerical reservoir model used for the simulation (five-spot pattern)

## 3. Ternary diagram analysis

Ternary diagrams were used to analyze the phase behavior of the gas–condensate system and to estimate the multiple contact miscibility pressure (MCMP). In this approach, miscibility conditions are evaluated by examining the evolution of tie-lines in the ternary composition space.

The MCMP was determined from the intersection of the critical tie-line with the mixing line connecting the injection gas composition (C1–C2) and the intermediate hydrocarbon components (C3–C4) in the ternary diagram. This graphical method allows the identification of the pressure at which the displacement process becomes miscible through multiple contacts between the injected gas and the reservoir fluid.

The analysis shows that the MCMP decreases as the level of LPG enrichment in the injected gas increases. The presence of intermediate hydrocarbons improves the mass transfer between phases and promotes earlier development of miscibility.

In this study, the effect of LPG enrichment in the injected gas was investigated for several enrichment levels. The injected gas composition was progressively enriched with LPG fractions of 0.2, 0.4, 0.6, and 1.0, where the value 1.0 represents the reference case corresponding to 100% LPG for simplification purposes.

The chart below illustrates the variation of MCMP as a function of the LPG fraction in the injected gas, showing the influence of gas enrichment on the miscibility conditions.

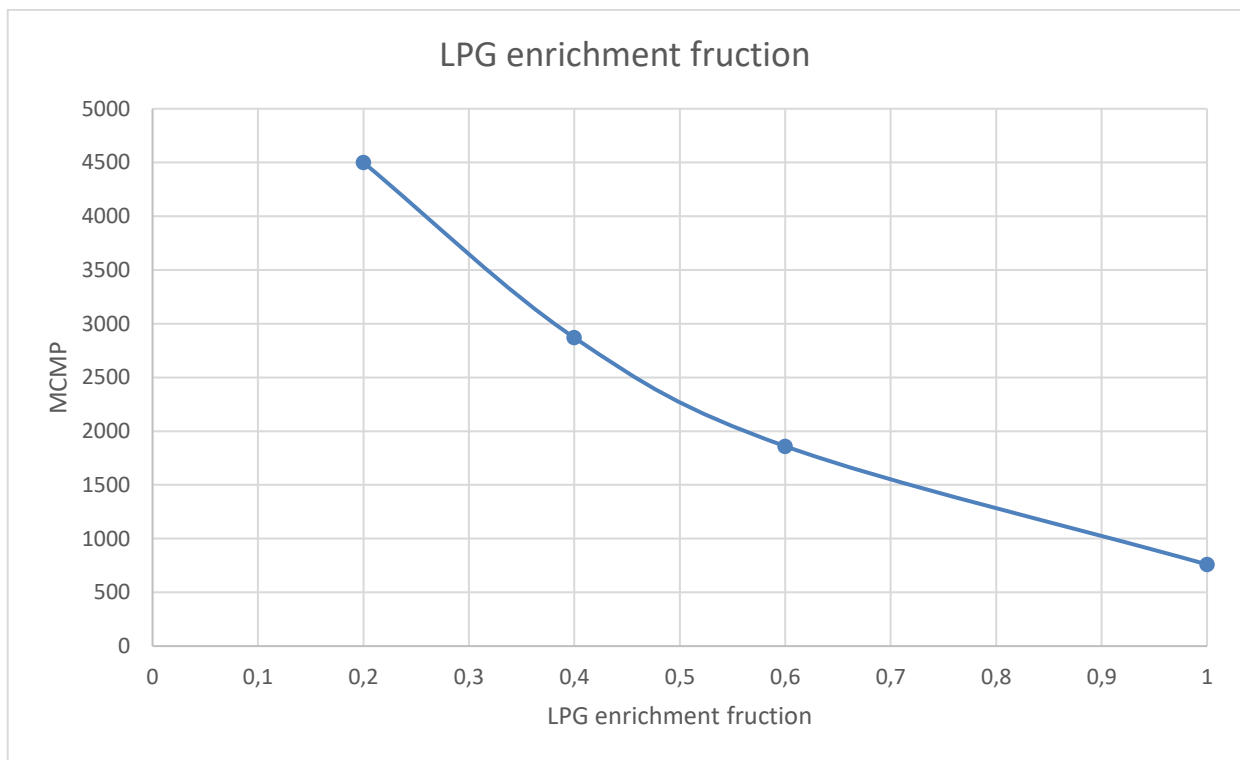


Figure 2. MCMP variation as a function of LPG fraction in injected gas

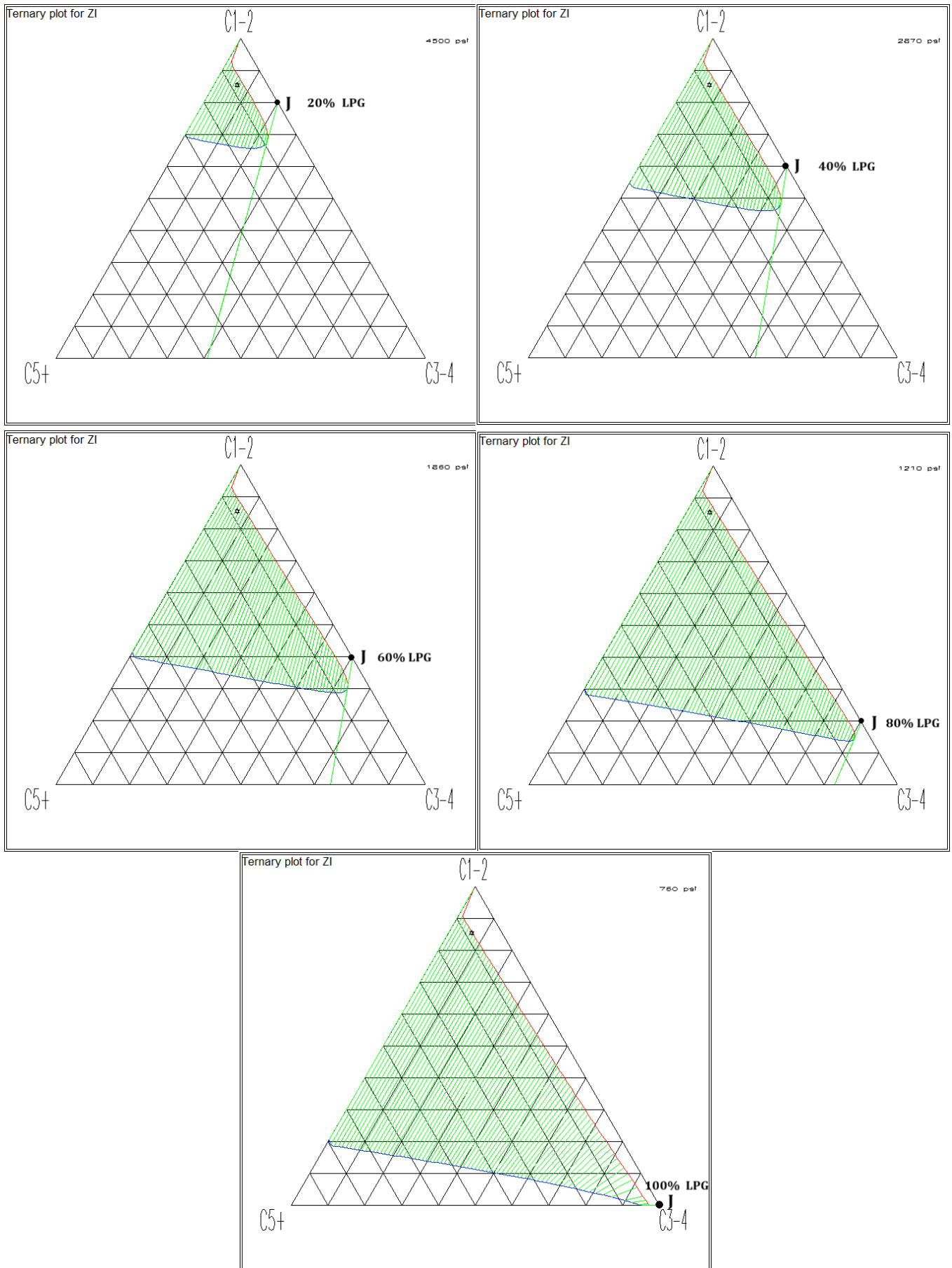


Figure 3. Estimation of Multiple Contact Miscibility Pressure (MCMP)

## 4. Scenarios and Results

Several simulation scenarios were conducted in order to evaluate the influence of injected gas composition on condensate behavior within the reservoir. Two main injection strategies were investigated: constant gas injection composition and pressure-dependent LPG enrichment.

### 4.1. Constant Gas Injection Composition

In the first set of simulations, the effect of LPG enrichment in the injected gas was investigated using a constant injection composition throughout the simulation period. The injected gas was progressively enriched with LPG fractions of 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, and 1.0, where the value 1.0 represents the case of pure LPG used as a reference for comparison.

The results show that increasing the LPG fraction in the injected gas significantly improves the vaporization of the liquid hydrocarbons present in the reservoir. As the concentration of intermediate hydrocarbons increases, the mass transfer between the injected gas and the reservoir condensate becomes more efficient, leading to greater vaporization of the condensate in place and improved recovery.

However, although higher LPG enrichment enhances vaporization mechanisms, using very high LPG fractions may not be economically or operationally practical in field applications.

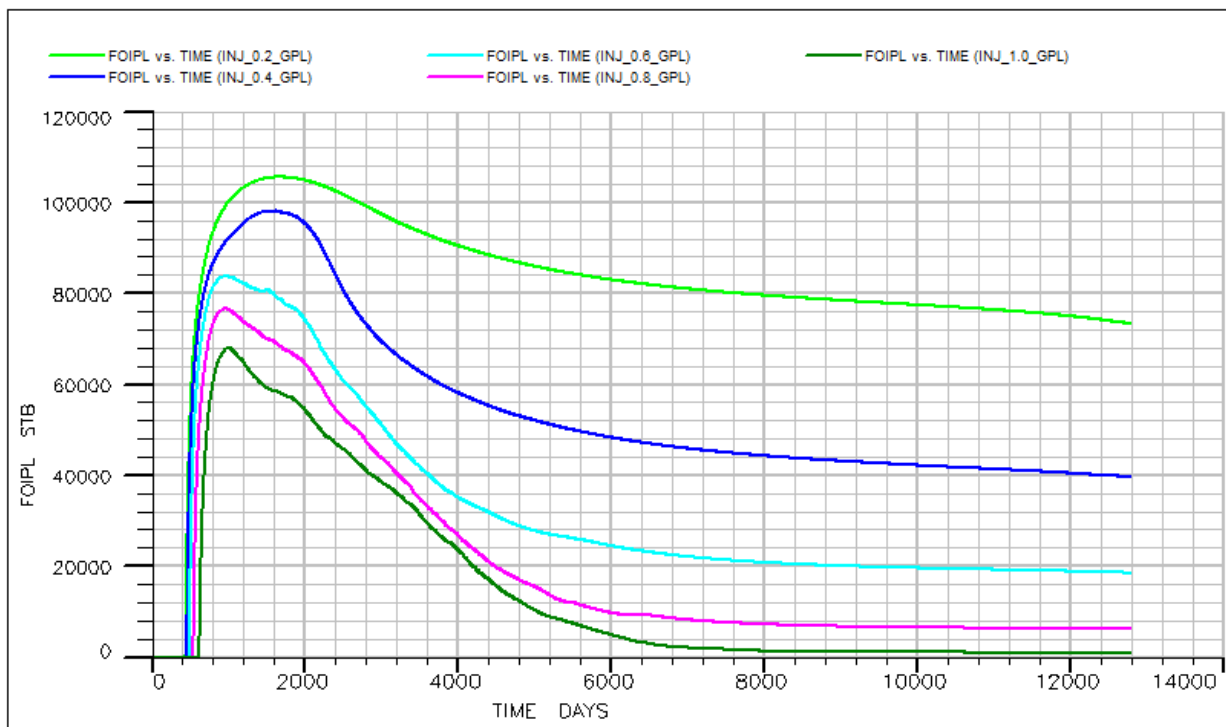


Figure 4. Constant injection composition

### 4.2. Pressure-dependent LPG composition

In the second scenario, the composition of the injected gas was allowed to vary as a function of reservoir pressure. This strategy was designed based on the relationship between MCMP and LPG enrichment obtained from the ternary diagram analysis.

As reservoir pressure declines during production, the injected gas composition was adjusted in order to maintain favorable displacement conditions. The LPG fraction in the injected gas was

increased progressively according to the MCMP versus composition chart, allowing the injection strategy to adapt to the evolving reservoir conditions.

This approach aims to maintain efficient vaporization mechanisms and improve condensate recovery while avoiding excessive enrichment during the early stages of reservoir depletion.

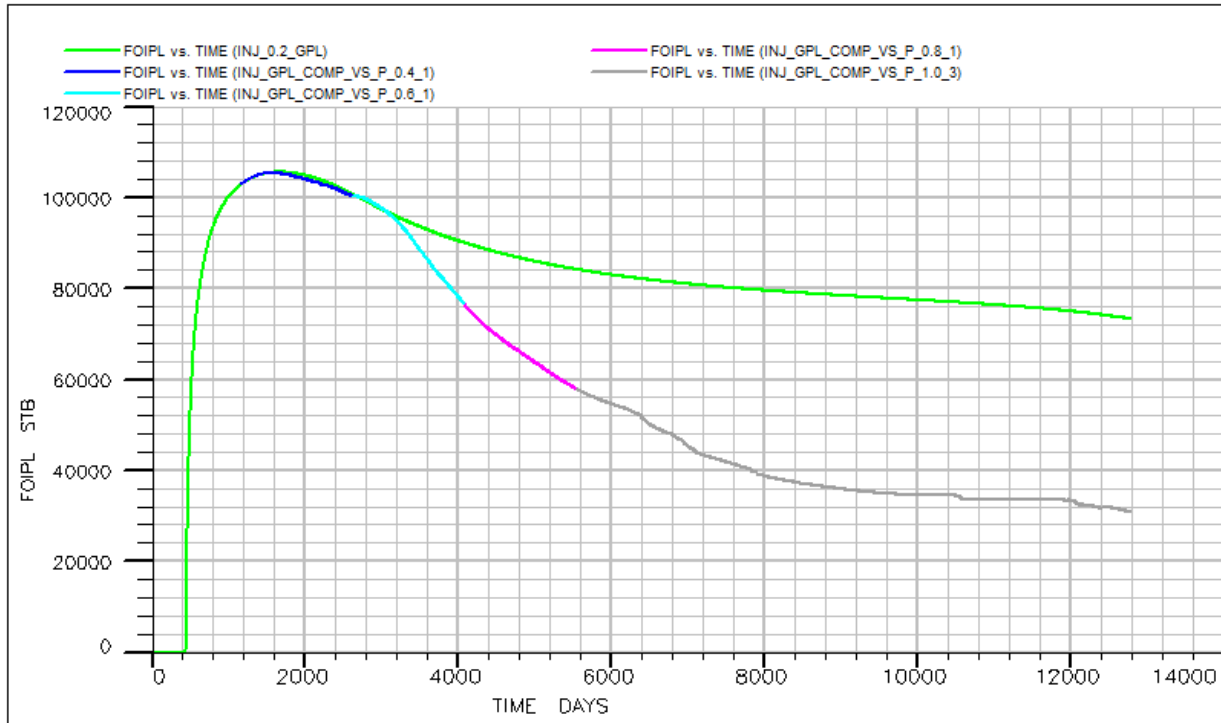


Figure 5. Pressure-Dependent LPG Composition

## 5. Conclusion

This study investigated the influence of injected gas composition on condensate behavior in gas condensate reservoirs during gas cycling operations under declining pressure conditions. The analysis combined compositional phase behavior interpretation using ternary diagrams with numerical simulation of a five-spot reservoir model.

The ternary diagram analysis showed that increasing the LPG content in the injected gas significantly reduces the multiple contact miscibility pressure (MCMP). The presence of intermediate hydrocarbons enhances mass transfer between the injected gas and the reservoir condensate, promoting vaporization mechanisms and improving displacement efficiency.

Simulation results confirmed that LPG enrichment of the injected gas leads to increased vaporization of condensate within the reservoir. Higher LPG fractions were found to improve the recovery of condensate in place by facilitating stronger interaction between the injected gas and the liquid hydrocarbons.

In addition, the scenario in which the injected gas composition was adjusted as a function of reservoir pressure demonstrated improved adaptability to changing reservoir conditions. By progressively increasing LPG enrichment according to the MCMP–composition relationship, favorable displacement conditions could be maintained during reservoir depletion.

The results indicate that optimizing injected gas composition, particularly through moderate LPG enrichment, can play an important role in improving condensate recovery in gas condensate reservoirs while maintaining efficient gas cycling operations.

This strategy provides a practical alternative to conventional gas cycling by introducing a dynamic injection design based on evolving reservoir pressure.

### **Literature:**

1. Fevang, Ø., Whitson, C.H. Modelling Gas-Condensate Well Deliverability. SPE Reservoir Engineering, 1996.
2. Danesh, A. PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier; 1998.
3. Whitson, C.H., Brulé, M.R. Phase Behavior. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; 2000.
4. Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook. 4th ed. Oxford: Gulf Professional Publishing; 2019.
5. Johns, R.T., Orr, F.M. Miscible Gas Displacement in Multicomponent Systems. SPE Journal, 1992.
6. Hoier, L., Whitson, C.H. Miscibility Variation in Gas Injection Processes. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001.
7. Wang, M., Chen, S., Lin, M. Enhancing recovery and sensitivity studies in an unconventional tight gas condensate reservoir. Petroleum Science, 2018.
8. Zhang, L., Yin, F., Liang, B., Cheng, S., Wang, Y. Pressure transient analysis for fractured gas condensate reservoirs. Energies, 2022.
9. Hassan, A., Abdalla, M., Mahmoud, M., Glatz, G. Condensate-banking removal and gas-production enhancement using thermochemical injection: A field-scale simulation. Processes, 2020.
10. Hashemi Fath, A., Pournafard, A., Parandvar, R., Pourhadi, S. Investigation of different gas injection scenarios as enhanced condensate recovery method in a gas-condensate reservoir. Petroleum Science and Technology, 2016.
11. Lake, L.W. Enhanced Oil Recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall; 1989.
12. El-Banbi, A.H., Fattah, K.A., Sayyouh, M.H. Petroleum Reservoir Engineering. Elsevier; 2018.

## Isolating flanges at station–pipeline interfaces: H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> considerations for selection, verification, and installation assurance

**Steffen Rathmann**

ISOflanges GmbH, Winsen, Germany

**Tim Vogel**

ISOflanges GmbH, Winsen, Germany

### Abstract

As European operators prepare transmission and distribution assets for hydrogen and, increasingly, CO<sub>2</sub> transport, the station–pipeline interface becomes a pivotal point for corrosion control and operational safety. This paper provides a vendor-agnostic engineering and assurance framework for electrical isolation solutions - monolithic isolating joints (MIJ), isolating flange assemblies, and flange isolation kits (gasket/sleeve/washer systems) - used to create reliable electrical sectioning for cathodic corrosion protection (CCP; also referred to as CP in international standards and as KKS in German practice). Using German technical rules as a reference model, we explain how DVGW G 491 and DVGW GW 24 shape expectations for corrosion protection, electrical separation, and explosion-hazard coordination at pressure regulating stations, including hydrogen-specific acceptance considerations. The paper aligns European pipeline practice under EN 1594 (gas infrastructure >16 bar) with CCP system requirements (ISO 15589-1), emphasizing verifiability, maintainability, and life-cycle documentation. A key operational insight is the “last meters” problem: if isolating joints are buried immediately upstream of a station, the short station-side buried section can become isolated from the main CCP system and requires additional protection/monitoring measures; above-ground isolation points can mitigate this by enabling CCP coverage up to the station boundary and by providing accessible test facilities. For hydrogen, qualification is structured around known hydrogen–material interactions. For CO<sub>2</sub> service, dense-phase operation and impurity/water sensitivity are translated into a project-specific verification plan with dedicated discussion of elastomer qualification under ISO 23936-2. The result is an evidence-based roadmap intended to support approvals and safe conversions in Southeastern Europe, positioning German practice as a transferable benchmark.

**Keywords:** cathodic corrosion protection, CO<sub>2</sub> transport, electrical isolation, hydrogen, station–pipeline interface

### 1. Introduction

European energy infrastructure regulation is explicitly evolving toward renewable and low-carbon gases. The EU hydrogen and gas decarbonization package, Directive (EU) 2024/1788 and Regulation (EU) 2024/1789, adopted in May 2024, updates market and network rules to facilitate decarbonized gases and hydrogen [1, 2]. Alongside hydrogen, CO<sub>2</sub> transport by pipeline is increasingly relevant to industrial decarbonization pathways; the Commission’s industrial carbon management framing explicitly includes CO<sub>2</sub> capture, transport, and storage as an integrated set of technologies [3].

Across both cases, one of the most consequential isolation points is the transition between buried pipeline and aboveground station pipework, where earthing/bonding, hazardous-area classification, lightning/surge exposure, and maintainability constraints converge [4]. External corrosion control for buried steel pipelines commonly relies on coatings plus CCP, with electrical isolation used to segment CCP systems at interfaces with other structures, at ownership boundaries, and in interference-prone areas. In modern corridors where pipelines share rights-of-way with electrified rail and DC traction systems, the station boundary becomes a practical location where interference zones can be segmented and monitoring can be concentrated [5].

This paper is written from the perspective of a Germany-based manufacturer aiming to share transferable compliance logic and engineering practice for operators across Europe. The approach is intentionally vendor-agnostic: product-specific statements are limited to published manufacturer documentation and are clearly labelled as examples rather than normative requirements [6].

## **2. Regulatory and normative framework for station–pipeline interfaces**

German gas infrastructure is strongly shaped by the DVGW technical rule set (“DVGW-Regelwerk”), which is widely treated in practice as a benchmark source of generally accepted engineering rules, while still requiring correct application in the specific case. Within published DVGW user guidance it is stated that the rule set is developed according to defined principles and that jurisprudence recognizes a presumption that such rules are technically correct; at the same time, application does not replace engineering responsibility in the specific case [7].

The current DVGW G 491 (07/2022) covers planning, manufacturing, installation, testing, commissioning, operation, and decommissioning of gas pressure regulating stations up to 100 bar and includes dedicated chapters on “corrosion protection and electrical separation.” The 2020 revision aligned the structure with EN 12186 (gas pressure regulating stations), clarified explosion-protection requirements, and added hydrogen-specific requirements in a dedicated annex [8].

At the European level, EN 1594 is the central functional standard for high-pressure gas pipelines (>16 bar) and also sets mechanical requirements for station pipework above 16 bar. ISO 15589-1 (CCP of on-land pipelines) explicitly requires that the mechanical design and construction of isolating joints meet applicable pipeline design standards, listing EN 1594 among the relevant standards for high-pressure gas infrastructure, thereby aligning the typical European EN 1594 pathway with CCP system design expectations [9, 10].

Electrical isolation at stations also intersects with EU product and safety law. The Pressure Equipment Directive (PED) 2014/68/EU defines essential safety requirements and conformity assessment routes for pressure equipment; Module H is recognized as a full quality-assurance route assessed by a notified body. The ATEX Directive 2014/34/EU covers equipment and protective systems for potentially explosive atmospheres. Quality management certification (ISO 9001) is frequently used as part of a controlled manufacturing evidence package [11, 12, 13].

## **3. Station–pipeline CCP interface rationale**

A defensible station boundary design must satisfy two simultaneous goals: (i) deliver CCP coverage and interference control for the buried pipeline, and (ii) coordinate earthing/explosion safety and overvoltage behavior at the station. Per DVGW G 491 practice, buried steel pipework and components (maximum operating pressure (MOP) >5 bar) must be provided with CCP in line with DVGW GW 10 and GW 24. For galvanic separation of the active pipeline CCP from grounded station parts, insulating connections are installed in the upward/downward transitions to aboveground lines and assemblies such that they are visually inspectable during routine walk-downs [14].

This station-boundary requirement aligns with ISO 15589-1’s explicit “last meters” logic: an above-ground isolating joint at the interface to aboveground facilities ensures cathodic protection is applied to the entire buried section, whereas if the isolating joint is buried, the pipeline operator shall take additional corrosion protection measures for the section isolated from the main CCP system. In practice this explains why MIJs are often buried immediately upstream and/or downstream of stations (for protection against mechanical/fire hazards), yet can unintentionally

create short buried sections that fall outside the main CCP zone unless separate protective measures are implemented and maintained [9].

Explosion-hazard coordination is a core differentiator at station interfaces. The publicly accessible “Leseprobe” of DVGW GW 24 states that isolating devices serve electrical separation (including separating CCP-protected installations from grounded station systems), that separation exists only up to the dielectric strength of the isolating device, and that lightning-related overvoltage can exceed this dielectric strength. Special precautions are therefore required to avoid ignition hazards in potentially explosive areas, and measures are required to maintain the CCP system [15]. ISO 15589-1 similarly requires that protective devices against high voltages due to lightning or fault currents be considered (e.g., isolating spark gaps or surge protective devices) [9]. Table 1 summarizes these trade-offs as compiled by the authors from the standards discussed above.

Table 1. CCP boundary option comparison: buried MIJ vs above-ground insulating flange.  
 (Authors' compilation based on ISO 15589-1 [9], DVGW GW 24 [15], and IGEN TD/1 [16].)

Boundary option	CCP coverage to station	Verifiability (in-service)	Maintainability	Ex / overvoltage coordination
<b>Buried MIJ</b>	station-side buried "last meters" may require separate protection.	limited access for inspection & test leads.	replacement typically invasive.	coordination devices often less accessible.
<b>Above-ground insulating flange</b>	CCP can extend to the station boundary.	accessible test facilities, visual inspection.	serviceable connection, inspection-driven maintenance.	coordinated spark-gap/surge measures accessible at boundary.

#### 4. Comparative assessment of electrical isolation solutions

ISO 15589-1 recognizes multiple solution families for electrical isolation: isolation should be achieved by installation of isolating joints (monolithic isolation joints or isolating flange kits) or non-conductive pipe sections, and the location of isolation points should be carefully considered, including interfaces with earthed equipment such as pressure reducing and metering stations [9].

From a station operator’s perspective, the primary differentiators between (a) MIJs, (b) insulating flange assemblies, and (c) flange isolation kits are not only initial cost and constructability, but the durability of the isolation function under real operating conditions and the ability to verify and maintain that function. ISO 15589-1 explicitly warns that isolating flanges and flange-kit based isolations are vulnerable to degradation by weathering/dirt/moisture ingress and must be protected; it also identifies poor installation technique as a major cause of failure, listing principal errors such as improper flange face preparation and over-tightening of bolts [9]. These differentiators are compiled by the authors in Table 2, drawing on ISO 15589-1 [9], IGEN TD/1 [16], and Veenker & Suckut [17].

For welded insulating joints, IGEN TD/1 (Edition 6) requires that any insulating joint be designed in accordance with an appropriate pressure vessel standard and perform effectively under pressure and externally applied stresses, and it requires hydrostatic and electrical testing with certificates. It also highlights practical welding-related risks: MIJs must be designed to avoid overheating of insulation material during site welding and to consider differential movement. This reinforces that MIJs are not simply “electrical widgets”; they are pressure equipment integrated into welded pipework [16].

A complementary mechanical integrity perspective is given in Veenker & Suckut (2013): insulating flanges represent a special case because pipeline forces must be transmitted locally through insulating materials with much lower strength than steel and insulating material selection should be based on operating conditions and supported by additional mechanical strength, gas-tightness, and medium resistance testing.

Table 2. Comparative assessment of electrical isolation options at station–pipeline CCP interfaces (indicative, vendor-agnostic).

(Authors' compilation based on ISO 15589-1 [9], IGEM TD/1 [16], and Veenker & Suckut [17].)

Isolation Option	Typical station–pipeline use case	Key Advantages	Key Limitation / Engineering traps
<b>Monolithic isolation joint (MIJ), weld-in</b>	Buried or aboveground where permanent, robust isolation is required and bolted joints are undesirable	Factory-assembled, welded into line; avoids bolted flange assembly at site; can support high dielectric strength and durable coatings when properly specified	Hidden internal components limit receipt inspection; replacement can be invasive (cut-out); welding heat effects must be controlled; verification requires test provisions (leads/test posts)
<b>Insulating flange assembly (purpose-built insulating set)</b>	Aboveground station boundary where access for inspection/testing is needed, or where isolation must remain serviceable	Electrical and mechanical properties can be verified during acceptance and re-verified in service; components can be replaced/retorqued; supports structured documentation (torque, insulation checks)	Installation is torque-sensitive; consider protection against dirt/moisture ingress; hazardous-area constraints require coordinated overvoltage protection
<b>Flange isolation kit (isolating gasket + sleeves + washers)</b>	Retrofitting isolation into existing flanged joints; aboveground station pipework and skid boundaries	Uses standard flanges; can be cost-effective; supports CCP sectioning without major pipeline cutouts	High sensitivity to poor installation: overtightening, damaged sleeves, contamination, moisture tracking; needs flange protectors/compounds in many service environments; does not comply with all CCP requirements

A complementary mechanical integrity perspective is given in Veenker & Suckut (2013): insulating flanges represent a special case because pipeline forces must be transmitted locally through insulating materials with much lower strength than steel and insulating material selection should be based on operating conditions and supported by additional mechanical strength, gas-tightness, and medium resistance testing. The same work argues that flanges can offer an advantage over insulating couplings in that their electrical and mechanical properties can be verified, and it notes that underground installation introduces additional considerations because residual unprotected line sections may occur if not properly designed [17].

Dielectric performance needs to be treated in operational terms, not only factory terms. ISO 15589-1 references a classification approach for isolating joints based on AC testing, with one class spanning approximately 2.5 kV to 5 kV RMS, indicating that “several kV” withstand

levels are within common design/verification practice. However, DVGW/AfK guidance explicitly warns that lightning-related overvoltage can overload the dielectric strength of isolating pieces, which is why German practice treats isolation coordination with separating spark gaps, including hazardous-area-rated variants, as an integrity requirement at CCP interfaces in explosive atmospheres [9, 15].

Field experience reported by DESFA highlights that isolation verification through on/off potential swings and resistance measurements can be resource-intensive and sometimes inconclusive, especially when stray currents and marginal leaks exist; it argues for combining methods and embedding verification into periodic measurement regimes. Whichever isolation solution is chosen, it should be selected and installed so that repeatable measurements, and therefore defensible compliance documentation, are realistically achievable [18].

Within this vendor-agnostic framing, one engineering approach used by some manufacturers to reduce installation variability is a constrained “block flange connection” concept that increases bolt load utilization and supports more uniform seal compression. As an evidence-limited example, ISOflanges describes its HP2 variant as achieving a “Blockflanschverbindung” via additional rings, enabling maximum utilization of bolting and higher bolt pre-load; its operating instructions emphasize use of a specified tightening torque and refer to EN 1594 acceptance documentation as part of delivery documentation [19]. The transferable technical point is that installation-error-proofing design features can be meaningful risk controls, but they do not remove the need for independent project verification and maintenance planning [9].

## **5. Media readiness and qualification for hydrogen and CO<sub>2</sub>**

### **5.1 Hydrogen-specific considerations**

Hydrogen readiness is not a single-property question. Germany’s DVGW hydrogen infrastructure guide notes that hydrogen quality for pipeline-bound public supply was newly defined as a “5th gas family” in DVGW G 260:2021-09, illustrating the formalization of hydrogen as a mainstream network gas rather than a special case [20]. The DVGW hydrogen-acceptance technical article (explicitly tied to DVGW G 491) states that gas-tightness and safety functions remain applicable but hydrogen specifics—material ageing, permeation—must be considered in design and acceptance [14].

Two material interaction domains are particularly relevant for station isolation points. First, steel and hydrogen: hydrogen embrittlement and related fracture-mechanics effects can reduce mechanical performance of pipeline steels under gaseous hydrogen exposure. A German federal institute report (BAM, 2024) provides specific assessment of gaseous hydrogen impacts on pipeline steels under pressurized conditions, demonstrating that this remains an active, evidence-driven qualification area [21].

Second, polymers/elastomers and hydrogen: permeation, swelling, and rapid gas decompression damage (RGD) are recognized degradation mechanisms that can compromise seal integrity. A Hydrogen Europe Research position paper highlights permeation/swelling/RGD as key hydrogen–polymer risk modes and notes gaps in qualification standards [22]. Experimental literature further emphasizes hydrogen permeation behavior as a pivotal indicator for selecting rubber sealing materials, describing elastomer gaskets used in high-pressure hydrogen environments (e.g., NBR, EPDM, FKM) and the need to quantify their permeation performance [23].

At the electrical isolation point, ISO 15589-1 highlights an additional integrity risk: internal corrosion can occur near isolating joints if a significant water phase is present, and internal lining may be used to mitigate this depending on fluid conductivity and voltage across the isolating joint [9]. In the German station-acceptance context, a hydrogen-specific acceptance discussion linked

to DVGW G 491 emphasizes that gas tightness is generally to be demonstrated, tested, and documented (often using inert gas for leak testing) and that an additional tightness test at maximum operating pressure with operating gas is required [24].

## 5.2 CO<sub>2</sub>-specific considerations

CO<sub>2</sub> pipeline transport differs from natural gas transport in phase behavior, impurity effects, and water sensitivity. ISO 27913:2024 explicitly covers transportation of CO<sub>2</sub> streams via rigid metallic pipelines, including conversion of existing pipelines, and applies to gaseous and dense-phase transport; it includes CO<sub>2</sub> stream quality assurance and HSE aspects specific to CO<sub>2</sub> transport. The 2024 edition limits impurities to 5% and defines requirements to ensure CO<sub>2</sub> stream pipeline integrity, reinforcing that “CO<sub>2</sub> quality” is treated as an integrity control variable, not only a commercial specification [25, 26].

The corrosion-control logic for CO<sub>2</sub> is often summarized as: carbon steel is feasible if free water is avoided. DNV RP-J202 states that carbon-manganese steel line pipe is considered feasible where CO<sub>2</sub> stream water content is controlled to avoid free water formation, and it emphasizes material compatibility with all states of the CO<sub>2</sub> stream and qualification for low-temperature depressurization scenarios [27]. Peer-reviewed research on dense-phase CO<sub>2</sub> corrosion further underlines that even low water levels can be relevant, and published measurements report water concentrations in dense-phase CO<sub>2</sub> pipelines spanning from tens of ppm upward [28].

Impurity interactions complicate “water limits”: the IEAGHG reports that impurities significantly affect thermodynamic and transportation properties of CO<sub>2</sub> streams, and highlights that impurities influence water solubility, corrosion risk, and stress corrosion cracking susceptibility [29]. Germany has also begun formalizing CO<sub>2</sub> transport facility expectations: DVGW C 491 defines onshore facilities in pipeline-bound CO<sub>2</sub> transport systems and sets safety requirements for planning, design, construction, and operation, including dense-phase operation [30].

A practical CO<sub>2</sub>-specific gap at isolating interfaces is elastomer and non-metallic material qualification. ISO 23936-2 specifies requirements and procedures for qualification of elastomeric materials in oil and gas production environments [31]. Even though CO<sub>2</sub> transport is not identical to upstream production service, dense-phase CO<sub>2</sub> and impurity/water scenarios can create demanding exposure conditions for seals, gaskets, and insulating materials. Project specifications for CO<sub>2</sub> service should therefore require suppliers to document conformity with ISO 23936-2 (or provide equivalent test evidence), including clearly defined test media, pressure/temperature envelopes, and acceptance criteria aligned to the actual CO<sub>2</sub> stream specification and operating transients.

## 6. Verification pathway with an explicit installation layer

Evidence-based selection of a station boundary isolation solution is best treated as a multi-layer verification problem rather than a component preference. The four standard layers are: (1) regulatory conformity evidence for the pressure boundary and hazardous area context (PED/ATEX); (2) electrical isolation performance evidence (dielectric withstand and insulation resistance, plus test facilities); (3) leak-tightness and mechanical integrity evidence under station loads; and (4) overvoltage/Ex coordination evidence (spark-gap/surge-device selection and installation that preserves CCP objectives) [11, 12].

Based on practical failure modes in standards and operator guidance, this paper adds a fifth layer: installation assurance. ISO 15589-1 directly attributes isolating flange failures largely to poor installation technique and recommends following manufacturer instructions or using factory pre-installed kits to reduce risk [9]. For station interfaces where the isolation point is also the primary proof point for CCP sectioning, installation assurance is not a construction detail; it is part of the compliance case because it governs both tightness and electrical isolation performance over time.

This aligns with IGEM TD/1's requirement for retained documentary records and certification for tests over the life of the pipeline/installation [16].

Practically, installation assurance should be implemented through: (i) controlled assembly procedures (cleanliness, correct insulation sleeves/washer placement, moisture barriers); (ii) torque control (defined tightening sequences and verified torque values); (iii) as-installed electrical checks (insulation resistance and continuity/bypass checks); and (iv) as-installed leak testing consistent with the station's acceptance regime. ISO 15589-1 further requires that isolating joints be provided with accessible test facilities and that when the effectiveness of an isolating device is tested on site, the integrity of accompanying high-voltage protection devices should also be checked [9]. In German explosive-area practice, DVGW GW 24 explicitly links isolating device behavior, lightning overvoltage, ignition hazard prevention, and the need to maintain CCP, underscoring that verification must include the isolation-protection "system," not only the insulating component [15].

## 7. Conclusion

German station practice provides a transferable lesson for Southeastern European operators planning hydrogen and CO<sub>2</sub> conversions: the credibility of a "ready" claim depends on demonstrability at the station–pipeline interface. DVGW G 491-linked guidance makes the core requirement explicit – buried steel piping in stations is to be protected by CCP, and insulating connections should be placed so they are visually inspectable – thereby embedding maintainability into the compliance logic [14]. ISO 15589-1 strengthens the operational rationale by stating that only an above-ground isolation point ensures CCP coverage of the entire buried section; if the isolating joint is buried, additional station-side corrosion protection measures are required [9].

In this framework, insulating flange assemblies frequently offer tangible advantages at station boundaries: they can allow CCP coverage up to the station interface, provide accessible test facilities for periodic verification, and enable serviceable maintenance actions without invasive cut-out work typical of buried MIJs. These benefits become more important, not less, for hydrogen and CO<sub>2</sub> service where operators must evidence tightness, material compatibility, and safe overvoltage behavior under hazardous-area constraints [9, 14]. The principal counter-risk for flanged isolation is installation sensitivity; accordingly, selection should explicitly require an installation assurance layer (torque control, as-installed electrical checks, and documented acceptance testing), and hazardous-area deployments must include coordinated overvoltage/ignition-risk controls as described in GW 24 [15].

For hydrogen and CO<sub>2</sub> service, "readiness" should be evidenced through a verification plan that links design assumptions to measurable acceptance criteria and periodic re-verification, rather than relying on generic statements of suitability. The five-layer framework presented here – regulatory conformity, electrical isolation performance, leak tightness, overvoltage coordination, and installation assurance – provides a practical, standards-grounded roadmap applicable across European jurisdictions.

## Literature:

1. European Commission. Hydrogen and decarbonised gas market package — Directive (EU) 2024/1788 and Regulation (EU) 2024/1789: adoption timeline and overview. [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en) (accessed 13 April 2026).
2. Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on common rules for the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen, OJ L 2024/1788. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj/eng> (accessed 13 April 2026).

3. European Commission. Industrial carbon management — definition and scope. [https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en) (accessed 13 April 2026).
4. ISO 15589-1:2015. Petroleum, petrochemical and natural gas industries — cathodic protection of pipeline systems — Part 1: On-land pipelines. Geneva: ISO; 2015. <https://pgparsco.com/wp-content/uploads/2024/12/ISO-15589-1-2015.pdf> (accessed 13 April 2026).
5. Baete D. DC stray-current corrosion from a railway perspective. In: *Proceedings of CEOCOR 2015*. 26–29 May 2015, Stockholm, Sweden. [https://ceocor.lu/download/2015\\_stockholm/2015\\_06\\_Paper\\_BAETE\\_DC-stray-current-corrosion-from-a-railway-perspective.docx.pdf](https://ceocor.lu/download/2015_stockholm/2015_06_Paper_BAETE_DC-stray-current-corrosion-from-a-railway-perspective.docx.pdf) (accessed 13 April 2026).
6. DVGW / energie | wasser-praxis. Gas-Druckregelanlagen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 491. *energie | wasser-praxis*, 2020, August, pp. 1–16. [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/gas/sicherheit/gas-druckregelanlagen\\_beide-teile\\_202008.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/gas/sicherheit/gas-druckregelanlagen_beide-teile_202008.pdf) (accessed 13 April 2026).
7. DVGW. DVGW G 491 (A) April 2020 — Leseprobe (public reading sample): lifecycle framing and verification philosophy. [https://shop.wvgw.de/leseprobe/510729\\_lp\\_G\\_491\\_2020\\_04.pdf](https://shop.wvgw.de/leseprobe/510729_lp_G_491_2020_04.pdf) (accessed 13 April 2026).
8. WVGW. DVGW G 491 (07/2022): Gas pressure regulating and metering stations — scope and table of contents. <https://shop.wvgw.de/G-491-Arbeitsblatt-07-2022-PDF-Datei/512000> (accessed 13 April 2026).
9. ISO 15589-1:2015. Petroleum, petrochemical and natural gas industries — cathodic protection of pipeline systems — Part 1: On-land pipelines. Geneva: ISO; 2015 (see [4]).
10. DIN Media. DIN EN 1594: Gas infrastructure — pipelines for maximum operating pressure over 16 bar — functional requirements (scope summary). <https://www.dinmedia.de/de/norm/din-en-1594/374162163> (accessed 13 April 2026).
11. Directive 2014/68/EU of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of pressure equipment, OJ L 189. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A02014L0068-20140717> (accessed 13 April 2026).
12. Directive 2014/34/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to equipment and protective systems intended for use in potentially explosive atmospheres, OJ L 96. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2014/34/oj/eng> (accessed 13 April 2026).
13. ISO. ISO 9001:2015 — Quality management systems: requirements. Geneva: ISO; 2015. <https://www.iso.org/standard/62085.html> (accessed 13 April 2026).
14. Kirchner J., Schrader A., Steiner K., Ziegenbalg J. H<sub>2</sub>-Abnahmen von Gas-Druckregelanlagen nach DVGW G 491. *energie | wasser-praxis*, 2020, April, pp. 22–29. [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/ewp2020-april\\_S22-29\\_H2Abnahmen\\_G491.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/ewp2020-april_S22-29_H2Abnahmen_G491.pdf) (accessed 13 April 2026).
15. DVGW. DVGW GW 24 (A) February 2014 — Leseprobe: cathodic protection in potentially explosive atmospheres; DVGW GW 24 (11/2025) shop entry. [https://shop.wvgw.de/leseprobe/509031\\_lp%20GW%2024.pdf](https://shop.wvgw.de/leseprobe/509031_lp%20GW%2024.pdf) (accessed 13 April 2026).
16. Institution of Gas Engineers and Managers (IGEM). IGEM/TD/1 Edition 6: Steel pipelines for high pressure gas transmission. Kegworth: IGEM; 2018. [https://cadentgas.com/getmedia/9ea86d40-7dd8-4906-a289-3c4a74db9043/F-18-Institution-of-Gas-Engineers-and-Managers-Steel-Pipelines-for-High-Pressure-Gas-Transmission-IGEM\\_TD\\_1-Edition-6.pdf](https://cadentgas.com/getmedia/9ea86d40-7dd8-4906-a289-3c4a74db9043/F-18-Institution-of-Gas-Engineers-and-Managers-Steel-Pipelines-for-High-Pressure-Gas-Transmission-IGEM_TD_1-Edition-6.pdf) (accessed 13 April 2026).

17. Veenker G., Suckut T. Static and experimental assessment of insulating flanges — mechanical load transmission and verification. In: *Proceedings of CEOCOR 2013*. 2013. [https://www.veenkerghmbh.de/wp-content/uploads/2015/06/InsulatingFlanges\\_Veenker\\_Suckut\\_2013.pdf](https://www.veenkerghmbh.de/wp-content/uploads/2015/06/InsulatingFlanges_Veenker_Suckut_2013.pdf) (accessed 13 April 2026).
18. Kioupis N. Cathodic protection testing of onshore gas pipelines — insulating joints and similar piping accessories. In: *CEOCOR Conference Proceedings*. 2015. <https://www.researchgate.net/profile/Nick-Kioupis/publication/281281281> (accessed 13 April 2026).
19. ISOflanges GmbH. HP2/HQ2 insulating flange variants — Blockflanschverbindung description and operating instructions. <https://www.isoflanges.de/isolierflanschverbindungen/varianten-hp2-und-hq2/> (accessed 13 April 2026).
20. DVGW. PORTAL GREEN II — Technischer Leitfaden für H<sub>2</sub>-Netzinfrastrukturen (Technical guideline for H<sub>2</sub> network infrastructures). Bonn: DVGW; November 2025. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/portal-green-ii-technischer-leitfaden-h2-netzinfrastrukturen.pdf> (accessed 13 April 2026).
21. Konert F. et al. Evaluation of the impact of gaseous hydrogen on pipeline steels under pressurised hydrogen conditions. Berlin: Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM); 2024. <https://opus4.kobv.de/opus4-bam/files/59507/Evaluation%2Bof%2Bthe%2Bimpact%2Bof%2Bgaseous%2Bhydrogen%2Bon%2Bpipeline%2Bsteels.pdf> (accessed 13 April 2026).
22. Hydrogen Europe Research. Position paper on polymer-based materials for hydrogen infrastructure — permeation, swelling and rapid gas decompression. Brussels: Hydrogen Europe Research; 2025. [https://hydrogeneurope-research.eu/content/uploads/2026/01/Hydrogen\\_2025\\_PositionPaper\\_Polymer\\_onlineNEW.pdf](https://hydrogeneurope-research.eu/content/uploads/2026/01/Hydrogen_2025_PositionPaper_Polymer_onlineNEW.pdf) (accessed 13 April 2026).
23. Jung J.K. et al. Hydrogen permeation behavior of elastomers for use in hydrogen infrastructure. *Scientific Reports*, 2021, 11, 17092. <https://www.nature.com/articles/s41598-021-96266-y> (accessed 13 April 2026).
24. Steiner K. et al. Wasserstoffspezifische Abnahmen von Gas-Druckregelanlagen — Umsetzung des DVGW G 491 Anhang O. *energie | wasser-praxis*, 2020. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-abnahme-gas-druckregelanlage-2004steiner.pdf> (accessed 13 April 2026).
25. ISO 27913:2024. Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage — pipeline transportation systems. Geneva: ISO; 2024. <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/84840/581d15cbbf3d4eadab24d97b9a40488d/ISO-27913-2024.pdf> (accessed 13 April 2026).
26. BSI/ANSI. ISO 27913:2024 preview — impurity limits and integrity management requirements. [https://webstore.ansi.org/preview-pages/BSI/preview\\_30464482.pdf](https://webstore.ansi.org/preview-pages/BSI/preview_30464482.pdf) (accessed 13 April 2026).
27. DNV. RP-J202: Design and operation of CO<sub>2</sub> pipelines. Høvik: DNV; 2010. <https://dexprodehy.com/wp-content/uploads/2021/06/Design-Operation-of-CO2-Pipelines-2010.pdf> (accessed 13 April 2026).
28. S.K. Kairy et al. Corrosion in dense-phase CO<sub>2</sub> pipelines — measured water concentrations and controlled stream quality requirements. *Corrosion Science*, 2023, 215, 111055. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0010938X23000288> (accessed 13 April 2026).

29. IEAGHG. Impact of CO<sub>2</sub> impurities on CO<sub>2</sub> compression, liquefaction and transportation. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme; 2016. Report 2016-01.  
<https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2016-01%20Impact%20of%20CO2%20Impurity%20on%20CO2%20Compression%2C%20Liquefaction%20and%20Transportation.pdf> (accessed 13 April 2026).
30. WVGW. DVGW C 491 (09/2023): Onshore facilities in pipeline-bound CO<sub>2</sub> transport systems — scope and integrity relevance. <https://shop.wvgw.de/C-491-Arbeitsblatt-09-2023-PDF-Datei/511898> (accessed 13 April 2026).
31. ISO 23936-2:2011. Petroleum and natural gas industries — non-metallic materials in contact with media related to oil and gas production — Part 2: Elastomers. Geneva: ISO; 2011.  
<https://cdn.standards.iteh.ai/samples/41948/938f626872d849a3bb905f84145680d7/ISO-23936-2-2011.pdf> (accessed 13 April 2026).

# Ammonia as a low-carbon vector: A system-level techno-economic assessment of production, integration, and export applications

Djallal Boucheneb  
SONATRACH, Algiers, Algeria

## Abstract

Ammonia is increasingly recognized as a versatile low-carbon vector, capable of storing, transporting, and delivering hydrogen at scale while supporting industry decarbonization. With higher energy density and established transport infrastructure, ammonia offers strategic advantages for both domestic and export markets. Yet, economic competitiveness and operational scalability remain challenges, particularly regarding production efficiency, storage, certification, and integration into industrial value chains.

This paper presents a system-level analysis of ammonia, combining production, transport, storage, and end-use deployment. Green ammonia production pathways, including electrolysis-driven hydrogen coupled with Haber-Bosch synthesis, are evaluated, considering CAPEX, energy efficiency, and plant utilization. Scenarios explore ammonia as a hydrogen carrier for export, a direct fuel for shipping, and an industrial feedstock, quantifying how storage, logistics, and certification affect delivered cost and scalability.

According to IRENA [6] and Bloomberg [7], global green ammonia production costs could fall into the \$450–\$500/ton range by 2030, down from current levels of \$700–\$900/ton, driven by declining electrolyser costs, scaling of renewable electricity, and improved synthesis technologies.

Industrial-scale ammonia-to-hydrogen cracking facilities in Europe demonstrate practical solutions for long-distance hydrogen delivery [8], enabling integration into industrial clusters and export chains. Algeria illustrates how these global trends can be adapted regionally: with solar irradiance exceeding 2500 kWh/m<sup>2</sup>/year, cost-effective green ammonia production is feasible, leveraging existing infrastructure and export pathways while supporting the country's strategic hydrogen objectives.

Findings indicate that projects optimizing production scale, utilization, and supply chain integration achieve lower levelized costs and higher reliability than designs focused on individual elements. By framing ammonia as a strategically deployable low-carbon vector, this analysis provides actionable guidance for project developers, investors, and policymakers, bridging the gap between global capacity and market-ready applications, while highlighting Algeria as a promising contributor to scalable decarbonization and hydrogen export markets.

**Keywords:** Algeria, ammonia, export-oriented projects, green hydrogen carrier, industrial decarbonization, low-carbon fuels, operational scalability, techno-economic analysis

## 1. Introduction

The acceleration of hydrogen strategies across Europe, Asia, and the Middle East has elevated ammonia from a conventional fertilizer feedstock to a strategic energy vector. The International Renewable Energy Agency (IRENA) and the International Energy Agency (IEA) identify hydrogen and hydrogen derivatives as essential to deep decarbonization of hard-to-abate sectors [1,2,6]. However, large-scale hydrogen deployment remains constrained by storage, transport, and cost barriers [2,7].

Ammonia (NH<sub>3</sub>), with an energy density of approximately 12.7 MJ/L (liquid), established global trade (around 180 Mt/year, predominantly fossil-based) of which roughly 80% is currently utilized for fertilizers, and existing maritime logistics infrastructure, offers structural advantages for long-distance hydrogen delivery [4,8]. Yet, while technological feasibility is widely recognized,

economic competitiveness and system-level integration remain insufficiently addressed in the literature.

Recent studies quantify green hydrogen and green ammonia production costs under falling renewable electricity and electrolyzer CAPEX [1,3,7]. Techno-economic modeling underscores the importance of economies of scale: optimal plant sizes for ammonia pathways are approximately 0.4 Mt H<sub>2</sub>/year, requiring several gigawatts of electrolyzer capacity.

Most assessments treat production, cracking, storage, or export logistics independently. Few integrate: Electrolyzer utilization dynamics, Haber–Bosch synthesis efficiency, Storage and maritime transport, Ammonia-to-hydrogen reconversion, and Certification and supply-chain effects.

This paper develops a system-level techno-economic model integrating production, transport, storage, cracking, and end-use deployment to quantify delivered ammonia and hydrogen costs under 2023 benchmark conditions and 2030 scenarios.

The central research question is therefore:

How do production scale, plant utilization, and supply-chain integration structurally affect the levelized cost and competitiveness of green ammonia for industrial and export applications?

## **2. State of the art in green hydrogen and ammonia economics**

Recent literature increasingly examines the techno-economic viability of green hydrogen and its derivatives, with particular attention to production costs, ammonia conversion pathways, and supply-chain optimization. This section summarizes key findings from recent institutional reports and academic studies, organized around four thematic pillars.

### **2.1. Pillar 1: Green Hydrogen Cost Evolution**

IRENA reports green hydrogen production costs in 2022–2023 typically ranging between USD 3–6/kg depending on electricity price and utilization [1]. The IEA confirms that electricity cost and capacity factor dominate cost structure [2].

Electrolyzer CAPEX has declined significantly since 2015, yet utilization constraints in renewable-dominated systems remain critical.

### **2.2. Pillar 2: Green Ammonia Production Economics**

The European Hydrogen Observatory reports green ammonia production costs in 2023 typically averaging USD 700–900/t depending on electricity price and electrolyzer load factor [3]. IRENA projects potential reductions toward ~USD 450–500/t by 2030 in favorable locations [1].

However, literature often assumes constant high utilization, underestimating intermittency effects.

### **2.3. Pillar 3: Ammonia as a Hydrogen Carrier**

While liquid hydrogen (LH<sub>2</sub>) and Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) are alternatives, ammonia is expected to emerge as the most cost-effective long-distance pathway by 2050. Hydrogen Europe highlights ammonia as a viable long-distance hydrogen carrier for maritime transport and industrial clusters [4]. Cracking efficiency (65–85%) significantly affects delivered hydrogen cost [4,10].

Few studies integrate reconversion penalties into full supply-chain LCOH comparisons.

### **2.4. Pillar 4: System-Level Integration**

Hybrid renewable systems combining solar and wind with storage or grid backup can achieve >60% capacity factors—vital to lowering costs.

Emerging IJHE studies emphasize that supply-chain optimization reduces total delivered cost more effectively than isolated CAPEX reduction [5]. Nevertheless, magnitude comparison between utilization, electricity cost, and scale remains underdeveloped.

### 3. System Modeling and Cost Assessment Method

A simplified techno-economic model is developed to estimate the cost of green hydrogen and ammonia across the full supply chain. The framework integrates hydrogen production, ammonia synthesis, transport, and optional reconversion to evaluate levelized production costs under representative assumptions.

The model integrates:

1. Renewable electricity generation
2. Electrolysis (hydrogen production)
3. Haber–Bosch synthesis
4. Storage and maritime transport
5. Optional ammonia cracking

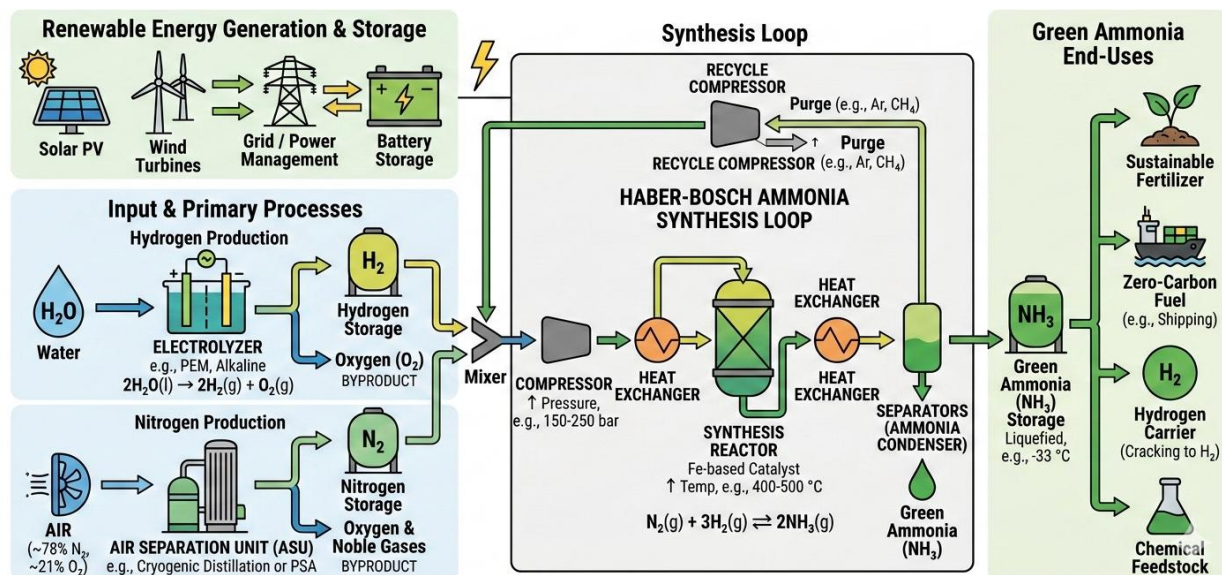


Figure 1. Schematic diagram of the green ammonia production process

#### 3.1. Levelized Cost Formulation

To evaluate the economic viability of green ammonia, we must use a standardized metric that accounts for all costs over the entire lifecycle of the plant. This is achieved through Levelized Cost analysis, which represents the average revenue per unit of energy or product required to break even over the project's lifetime.

The logical progression of this analysis starts with the Capital Recovery Factor to handle upfront investment, moves to the LCOH to determine the cost of our primary feedstock, and concludes with the LCOA for the final product.

#### 3.2. Capital Recovery Factor (CRF)

The first step in our economic model is to address the "Time Value of Money." Since green ammonia plants require massive upfront capital (CAPEX) but generate revenue over decades, we use the Capital Recovery Factor (CRF). This factor converts a present value (the initial investment) into a stream of equal annual payments over the project's life, accounting for the interest or discount rate [9].

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

Where:

$r$  = discount rate (the expected return or cost of capital),

$n$  = project lifetime (the total operational years).

### 3.3. Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)

With the CRF established, we can now calculate the cost of the most critical intermediate: Green Hydrogen. In an integrated green ammonia plant, hydrogen production (via electrolysis) typically represents the largest portion of the total cost. The LCOH represents the cost of producing one kilogram of H<sub>2</sub>, factoring in the electrolyzers, renewable energy input, and water.

$$LCOH = \frac{(CAPEX_{H_2} \times CRF) + OPEX_{fixed}}{H_{2,annual}} + (SEC_{H_2} \times P_{elec})$$

Where:

- $P_{elec}$ : The price of electricity (in \$/kWh or \$/MWh).
- $SEC_{H_2}$ : Specific Energy Consumption. This is the amount of electricity required to produce 1 kg of hydrogen (typically between 50–55 kWh/kg for modern PEM or Alkaline electrolyzers) [1,9].
- $OPEX_{fixed}$ : Costs like insurance, taxes, and labor that don't change based on how much H<sub>2</sub> you produce.

### 3.4. Levelized Cost of Ammonia (LCOA)

The final step in our approach is the Levelized Cost of Ammonia (LCOA). This formula consolidates the cost of the hydrogen feedstock with the additional costs of the Haber-Bosch synthesis loop, nitrogen separation (Air Separation Unit), and ammonia storage.

By integrating the LCOH directly into this equation, we can see exactly how fluctuations in hydrogen pricing dictate the final price of green ammonia [1,3].

$$LCOA = \frac{(CAPEX_{NH_3} \times CRF) + OPEX_{NH_3, fixed}}{NH_{3,annual}} + (LCOH \times m_{H_2, req})$$

Where:

- $CAPEX_{NH_3}$ : The total capital expenditure required for the ammonia synthesis loop (Haber-Bosch reactor), the Air Separation Unit (ASU) for nitrogen production, and necessary compression/storage infrastructure.
- $CRF$ : The Capital Recovery Factor, which annualizes the investment based on the discount rate ( $r$ ) and project life ( $n$ ).
- $OPEX_{NH_3, fixed}$ : Annual fixed operating and maintenance costs for the ammonia plant, including labor, insurance, and routine catalyst replacement.
- $LCOH$ : The Levelized Cost of Hydrogen (calculated previously), representing the cost of the primary feedstock (\$/kgH<sub>2</sub>).
- $m_{H_2, req}$ : The specific hydrogen consumption ratio. This represents the amount of hydrogen required to produce one unit of ammonia (typically between 0.177 and 0.190 kgH<sub>2</sub>/kgNH<sub>3</sub> depending on process efficiency and purge gas recovery).
- $NH_3, annual$ : The total annual production capacity of the ammonia plant (e.g., tons per year).

### Summary of the Economic Flow:

By following this hierarchy—Capital → Hydrogen → Ammonia—we create a modular model. This allows us to perform "Sensitivity Analyses," such as observing how a 10% decrease in renewable energy costs cascades through the LCOH to ultimately lower the LCOA.

### 4. Core Assumptions

To ensure the model's accuracy, these assumptions serve as the "Starting Line." They allow us to move from formulas to a tangible dollar-per-ton value, providing a baseline for the sensitivity analyses that follow.

Table 1. Modeling input assumptions values

Parameter	Value	Source
Electrolyzer CAPEX	900 USD/kW	[1, 2]
Electrolyzer efficiency	52 kWh/kg H <sub>2</sub>	[1]
Renewable electricity	35 USD/MWh	[2]
Discount rate	8%	Standard project finance
Plant lifetime	20 years	Industry benchmark
Haber–Bosch CAPEX	1,000 USD/t NH <sub>3</sub>	[3]
Capacity factor	50% (base case)	Modeled

Based on these parameters, the total electricity consumption per tonne of NH<sub>3</sub> is estimated at 9.5–10.5 MWh/t. This range reflects variations in auxiliary system energy requirements (ASU, compression, and synthesis loop), which are sensitive to plant configuration, scale effects, and the degree of heat and energy integration assumed in the system design.

This value is derived from a detailed breakdown of the main process steps. Hydrogen production via electrolysis represents the dominant share, with approximately 9.2 MWh/t NH<sub>3</sub> (based on 0.177 kg H<sub>2</sub>/kg NH<sub>3</sub> and 52 kWh/kg H<sub>2</sub>) [1,9].

Additional process units contribute as follows: the Air Separation Unit (ASU) for nitrogen production requires approximately 0.4–0.6 MWh/t NH<sub>3</sub>, depending on plant scale and technology. Compression requirements across hydrogen, nitrogen, and synthesis loop streams account for approximately 0.2–0.4 MWh/t NH<sub>3</sub>.

Although the Haber–Bosch synthesis reaction is exothermic, the synthesis loop still consumes energy due to gas circulation, refrigeration, and auxiliary systems, contributing an additional 0.2–0.3 MWh/t NH<sub>3</sub>.

The aggregation of these contributions leads to a total consumption consistent with the 9.5–10.5 MWh/t NH<sub>3</sub> range retained in this study [1,3].

In a green ammonia setup, the "Capacity Factor" is a critical bridge between the variable nature of solar/wind and the steady-state nature of the Haber-Bosch reactor. It is important to note that the Haber–Bosch synthesis loop operates under high-temperature and high-pressure steady-state conditions and exhibits limited operational flexibility. Consequently, hydrogen and nitrogen storage systems act as buffer units to decouple variable upstream production (electrolysis and air separation) from the synthesis section, ensuring continuous feedstock supply and enabling near-steady operation of the ammonia loop with high utilization rates. A 50% factor suggests a hybrid wind-solar setup or the use of hydrogen storage to keep the ammonia loop running even when the sun goes down.

## 5. Techno-Economic Analysis

Following the formulation of our economic model and the definition of our core assumptions, this section presents the quantitative outcomes of the study. We analyze the current cost structure of green ammonia, project its evolution toward 2030, and evaluate how sensitive the final price is to fluctuations in key operational and capital variables.

### 5.1. Production Cost Breakdown:

Using the parameters established above, we decompose the total cost to identify the primary economic drivers. This breakdown highlights the dominance of energy inputs over equipment costs in the current market.

Table 2. Cost Breakdown (USD/t NH<sub>3</sub>)

Component	Cost (USD/t)
Electricity	380
Electrolyzer CAPEX (annualized)	160
Haber–Bosch CAPEX	90
OPEX	70
Total Production Cost	700

➔ Result aligns with the European Hydrogen Observatory 2023 reported range [3].

### 5.2. 2030 Scenario (Reduced CAPEX + 65% Utilization)

To understand the mid-term trajectory of the industry, we model a 2030 scenario characterized by technological learning curves (reduced CAPEX) and optimized renewable integration (higher capacity factors).

Assumptions:

- ✓ Electrolyzer CAPEX: 500 USD/kW [1]
- ✓ Electricity: 25 USD/MWh
- ✓ Capacity factor: 65%

Table 3. Scenario Comparison

Parameter	2023	2030 Scenario
Production Cost (USD/t)	700	480–520
Electricity Share	54%	50%
CAPEX Share	36%	30%

➔ *Key Insight: Electricity cost remains the dominant factor in the price of green ammonia, even as significant declines in CAPEX are realized.*

### 5.3. Sensitivity Analysis

Because green ammonia projects are exposed to volatile energy markets and evolving technology costs, we conducted a sensitivity analysis by varying key parameters by  $\pm 20\%$ .

Table 4. Sensitivity analysis

Variable Change	Cost Impact
+20% Electricity	+11–14% total cost
+20% CAPEX	+6–8%
+20% Utilization	–10–13%

→ *Finding: While electricity cost is the largest absolute input, Plant Utilization (Capacity Factor) is the primary economic multiplier. Low utilization disproportionately penalizes the Levelized Cost of Ammonia (LCOA) by failing to amortize high upfront CAPEX.*

### Additional sensitivity case: Electrolyzer efficiency improvement.

A further sensitivity case was evaluated to reflect recent advances in electrolyzer technology, with specific energy consumption reduced from 52 kWh/kg H<sub>2</sub> to 45 kWh/kg H<sub>2</sub>. Under this assumption, the electricity consumption associated with hydrogen production decreases from approximately 9.2 MWh/t NH<sub>3</sub> to about 8.0 MWh/t NH<sub>3</sub> (hydrogen-only contribution, without auxiliaries); Including auxiliary systems (air separation, compression, and synthesis loop), the total electricity requirement for ammonia production is reduced to approximately 8.8–9.3 MWh/t NH<sub>3</sub>, compared to the baseline range of 9.5–10.5 MWh/t NH<sub>3</sub>.

As a result, the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) decreases proportionally, leading to an estimated reduction in LCOA of approximately 10–15%, assuming electricity price remains one of the dominant cost components.

### 5.4 Delivered Hydrogen Cost via Ammonia

Green ammonia is frequently proposed as a liquid carrier for hydrogen [8]. This section calculates the "re-delivered" cost of hydrogen after transporting and "cracking" the ammonia back into H<sub>2</sub> gas at the destination.

Assuming:

- ✓ Transport: 40–70 USD/t [10]
- ✓ Cracking efficiency: 75% [4,10]
- ✓ Cracking cost: 1–2 USD/kg H<sub>2</sub> equivalent.

**Result:** *The cost of delivered hydrogen via the ammonia pathway exceeds direct pipeline hydrogen costs unless the transport distance exceeds approximately 2 500 km, at which point the density of liquid ammonia becomes a decisive logistical advantage [4,10].*

## 6. Strategic Drivers & Market Implications

This section synthesizes the findings into actionable strategic insights. It examines the structural dependencies of the green ammonia economy and evaluates how integration and end-use applications influence the commercial viability of large-scale projects.

### 6.1. Structural Drivers

Electricity price and utilization dominate system economics [1,2]. CAPEX reduction alone does not ensure competitiveness. The synergy between low-cost renewable energy and high plant uptime is the most critical factor for reaching price parity with fossil-based ammonia.

### 6.2. Integration Effect

Projects that achieve a structurally lower LCOA typically integrate:

- ✓ High renewable capacity factor: Optimized wind/solar blending.
- ✓ Large-scale synthesis: Facilities exceeding 1 Mt/year [5].
- ✓ Industrial cluster proximity: Shared infrastructure and thermal integration.

### 6.3. Export Competitiveness

For export-oriented models, logistics and cracking penalties increase the hydrogen-equivalent cost by 20–35% [4,10]. However, using ammonia as a direct fuel (e.g., in maritime shipping) avoids the cracking penalty entirely, significantly improving its competitiveness against other low-carbon alternatives.

## 7. Regional Case Application: Algeria

Algeria represents one of the most competitive players for green ammonia globally. The synergy between its world-class solar resources and its "ready-to-go" industrial infrastructure creates a unique path toward a \$500/t LCOA.

### 7.1. The Resource Advantage

Algeria possesses a dual-asset renewable profile. While its solar irradiation (2,000–2,500 kWh/m<sup>2</sup>/year) is among the highest in the world, its onshore wind potential is equally critical.

- ✓ The Integration Strategy: Algeria's strategy should focus on a "sweet spot" ratio in order to balance Cost (LCOE) and Uptime (Utilization): a 70/30 Solar-to-Wind mix is specifically designed to keep electrolyzers running longer than a solar-only setup could:
  - 70% Solar: Provides the "cheap electrons" (\$/MWh) during the day.
  - 30% Wind: Provides the "stable electrons" that often continue into the evening and night.

### 7.2. Logistical & Industrial Infrastructure

Unlike "greenfield" projects in remote areas, Algeria benefits from Legacy Assets:

- ✓ Port Readiness: Major industrial hubs like Arzew and Skikda, already handle cryogenic ammonia and LNG. This reduces the CAPEX needed for new export terminals by 15–20%.
- ✓ The SouthH2 Corridor: Plans for a 3300 km hydrogen pipeline connecting Algeria to Germany/Italy provide another route for hydrogen export, though ammonia remains the primary carrier for maritime trade.

### 7.3 Critical Success Factors

For Algeria to lead the Mediterranean market, two "gatekeepers" must be addressed:

- ✓ The 55% Utilization Threshold: To reach the target production cost of \$450–\$500/t, the plant cannot rely on the "daylight-only" cycle of solar. Utilization must exceed 55%. This requires a combination of wind-blending and potentially small-scale hydrogen storage to "buffer" the synthesis loop.
- ✓ EU RFNBO Framework: To export to Europe, Algerian ammonia must be certified as RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin). This is a strict "green label" from the EU. It requires "additionality"—meaning the renewable energy used must come from new solar/wind farms, not the existing ones [2].

## 8. Conclusion

This study establishes a clear techno-economic roadmap for the green ammonia sector, demonstrating that the transition from a "niche molecule" to a "global energy carrier" is both mathematically viable and operationally demanding. Our analysis yields four primary conclusions:

- Current Economic Reality: Under 2023 market conditions and realistic capacity factors, green ammonia production remains at approximately \$700/t. This reflects the current high-interest-rate environment and early-stage electrolyzer costs.
- The 2030 Trajectory: In regions with high-quality resources—such as the Mediterranean basin—costs are projected to approach the \$500/t threshold by 2030. This shift is driven by a combination of learning-curve effects in CAPEX and improved renewable integration.
- The Primacy of Utilization: The model confirms that plant utilization (capacity factor) and electricity prices are the structural "heavy lifters" of the LCOA. Their impact significantly outweighs the benefits of isolated CAPEX reductions.
- Integration over Optimization: Achieving market parity requires full supply-chain integration. Reducing the delivered cost of hydrogen is achieved more effectively through "field-to-port" system optimization than by simply improving the efficiency of a single component.

### **Literature:**

1. International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Hydrogen Outlook 2023, Abu Dhabi, 2023.
2. International Energy Agency (IEA), Global Hydrogen Review 2023, Paris, 2023.
3. European Hydrogen Observatory, Hydrogen Production Cost Report 2023, Brussels, 2023.
4. Hydrogen Europe, Hydrogen Market Report: Hydrogen Carriers and Infrastructure, Brussels, 2023.
5. International Journal of Hydrogen Energy, Review articles on hydrogen system integration and value chain optimization, 2022–2024.
6. International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, Abu Dhabi, 2021.
7. BloombergNEF, Hydrogen Economy Outlook, Bloomberg Finance L.P., 2022.
8. U.S. Department of Energy, Hydrogen and Ammonia Energy Density and Infrastructure Report, Washington D.C., 2022.
9. Lazard, Levelized Cost of Hydrogen Analysis, Lazard Research, 2023.
10. Ammonia Energy Association, Ammonia as a Hydrogen Carrier: Transport and Cracking Assessment, 2023.

## Ensuring continuous and priority biomethane injection under high network pressure conditions

Tommaso Russo

Automa Srl, Ancona, Italy

### Abstract

The increasing integration of biomethane into natural gas distribution networks introduces new operational challenges related to pressure management, flow variability, and feed-in continuity. Biomethane production is inherently variable and typically characterized by limited buffer capacity, while distribution networks are subject to rapid pressure fluctuations driven by changing demand patterns. Under these conditions, conventional injection systems based on fixed-setpoint pneumatic regulators often experience intermittent operation or complete injection shutdowns, particularly during periods of high network pressure or low gas consumption. This results in lost renewable gas injection, operational inefficiencies, and potential contractual penalties.

This paper presents GOLEM-ZERO, a dynamic pressure and flow regulation system that ensures uninterrupted and priority biomethane injection into natural gas grids. The solution combines an electromechanical actuator with an intelligent closed-loop control algorithm that continuously adjusts the regulator setpoint in real time. By processing inlet pressure, network pressure, and biomethane flow rate, GOLEM-ZERO maintains injection conditions within predefined safety and contractual limits while preserving a sufficient pressure differential to sustain feed-in.

Unlike traditional static regulation approaches, GOLEM-ZERO dynamically adapts to critical scenarios such as network back-pressure, production fluctuations, and temporary demand reductions. The system prevents complete injection stops by modulating pressure and flow rather than shutting down the injection point, thereby maximizing the utilization of available biomethane. In addition, the control logic enables the technical enforcement of biomethane feed-in priority over other gas sources connected to the same network, in line with regulatory or contractual requirements.

The solution has been successfully deployed by a major European gas distribution operator, where it eliminated pressure-related injection interruptions, reduced operational downtime by up to 70–80%, and increased the total injected biomethane volume by 6–8% without infrastructure expansion.

**Keywords:** biomethane injection, biomethane injection optimization, dynamic pressure control, flow regulation, gas distribution networks, gas pressure regulation, smart gas regulator, real-time monitoring, renewable gas, operational efficiency

### 1. Introduction

The growing need to reduce environmental impact and to integrate renewable energy sources into energy systems has made biomethane a strategic resource. However, injecting biomethane into gas distribution networks presents significant operational and technological challenges that require innovative solutions. In fact, prior to injection, biomethane must meet strict standards regarding gas quality, metering, treatment, pressure regulation, and odorization [1], [2].

The development of specific algorithms has led to the evolution of GOLEM, allowing its application also to the biomethane sector. The system avoids exceeding operating limits (MOP) and ensuring that the flow rate remains within safe values.

Although its main application is in the management of gas networks, GOLEM has also been successfully adapted for biomethane, responding to the specific operational needs of our customers in the sector.

The technology, equipped with autonomous intelligence, works without external intervention, improving operational efficiency and network security. GOLEM contributes to the sustainability of energy infrastructures, increasing the resilience of networks and also finding applications in smart grids and in future integrations with hydrogen.

**Objective:** to demonstrate that the application of the GOLEM system enables dynamic management of biomethane injection, improving service continuity and reducing operational risks.

**Research Hypothesis:** It is hypothesised that GOLEM, through dynamic pressure regulation, can prevent service interruptions and optimise biomethane flow in gas networks across the entire pressure range.

**Paper Structure:** the paper will first review biomethane production and gas network fundamentals, then address the challenges of biomethane injection, describe the GOLEM solution, present the obtained results, and discuss future developments.

## 2. Biomethane production

The production of biomethane starts with the waste produced by human activities, such as solid waste, sewage, livestock and forestry waste. All this waste bothers us and the environment around us. We take it to places where it is stored, where we try to degrade it, to make it as non-polluting as possible, and in this disintegration process we unintentionally produce biogas.

This biogas is as valuable as it is undesirable because it is still a combustible gas. When this biogas is left over in the waste treatment production plant, it is not advisable to release it into the atmosphere because it will produce very harmful effects, such as the greenhouse effect.

This combustible gas can be processed in the plant itself through power generators to produce the electricity needed for the plant and can also be used in vehicles that use gas as fuel. Similarly to how we use photovoltaic energy in our homes with self-consumption, if we have an electricity grid nearby, we can feed electricity into the grid, for which we will receive financial compensation.

However, we do not always have a grid nearby nor we always have an urban centre to provide by-product heat from the biogas plant processes. What we can do with excess gas is therefore to reach an agreement with gas distribution companies to inject biogas into their gas distribution networks, provided that this gas is treated to be interchangeable with the methane present in the network [3]. This process is called upgrading, that is when biogas can be considered biomethane and thus injected into the gas distribution network.

## 3. Results

The first gas distribution networks can be symbolically represented by the tree shown in the figure below to describe their branched network type.

This type of network has an obvious problem: the gas is injected at a single point and each of the terminal points represents a consumption point in addition to the intermediate points.

If consumption tends to increase abnormally at some intermediate point, it will penalise the pressure at the end points. Therefore, the logical solution is to make additional connections among some of the ends of the tree branches to achieve a more uniform distribution of pressure in a main ring, while at any point of the branches and nodes a consumption point can be inserted.

These distribution main rings usually have one or more gas injection points, or "n" gas injection points. This is the design concept behind modern meshed or interconnected gas networks.

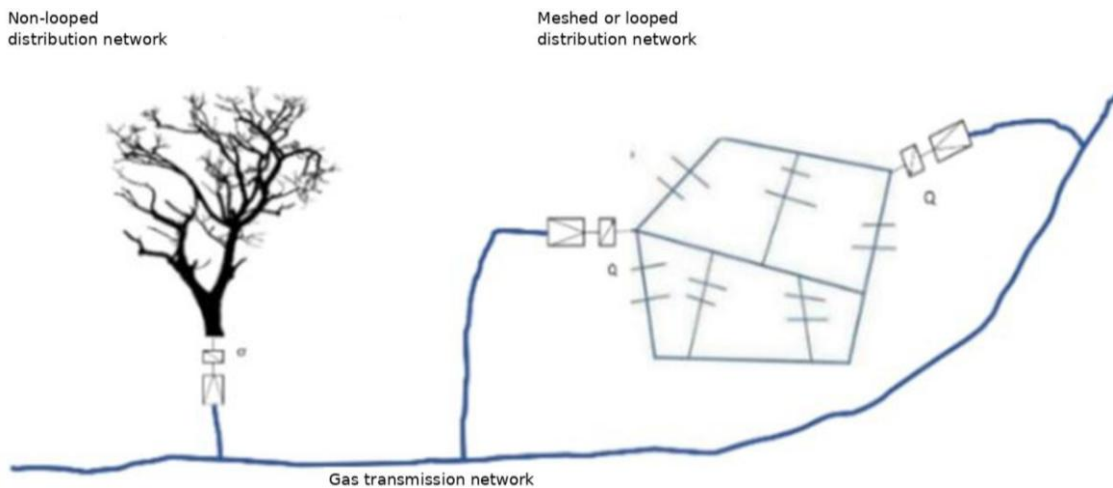


Figure 1. Gas distribution network

### 3.1. Modelling of a gas distribution network

A distribution gas network has a certain volume. We can imagine this volume in the representation of a sphere. The volume is constant. At any point in the network there may be consumption, while at one point, or more points in the network, there is gas injection to try to maintain a pressure that is defined by the set point of the pressure regulators at the injection points.

In a steady state, there is a balance between the flow rates at the injection points and the flow rates at the consumption points. The result is a constant pressure. If we introduce a gas injection point into the system – let's call it point  $n+1$  – the pressure may tend to increase or decrease depending on the set point of the pressure regulator at the new injection point.

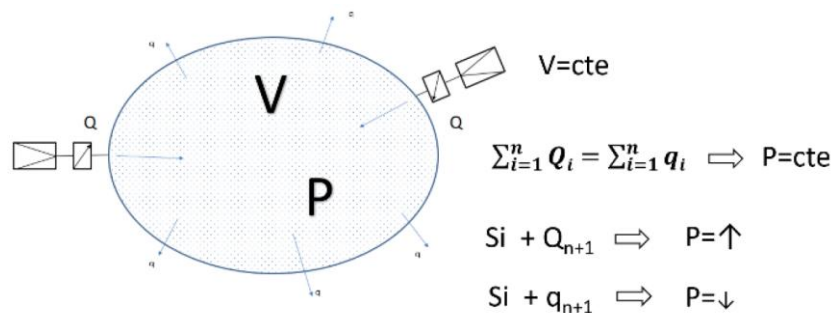


Figure 2. Idealized constant-volume network model

Similarly, if we add a consumption point, the pressure will tend to decrease because there will be greater material expenditure compared to when there is no additional consumption. All these assumptions bring to a transitional regime, that is the reality in the networks indeed. Automatic pneumatic regulation systems aim to ensure that the pressure is as constant as possible.

## 4. Challenges of biomethane injection

Most biomethane injection points are characterised by small-diameter pipes and a relatively small volume of gas available, which depends on production capacity and is subject to daily and seasonal fluctuations. These injection points may suffer production interruptions due to external factors such as environmental conditions or problems with the biogas upgrading system.

Due to the very limited flow rate at low-capacity biomethane production points, traditional pneumatic pressure regulators may malfunction. These phenomena are due to the potentially

variable conditions of the receiving network and the low effect of biomethane injection on the network pressure conditions.

Basically, the main critical issues identified are four:

1. Reduction in production: a decrease in production can lower pressure, compromising the continuous injection of biomethane into the network.
2. Service interruptions: sometimes, service interruptions are caused by failures in the upgrading system, which is unable to maintain sufficient pressure or provide consistent gas quality.
3. Overproduction of biomethane: an increase in production compared to operating limits can compromise network safety and/or the contractual terms between the producer and operator [4].
4. Network overpressure: a temporary and spontaneous increase in network pressure may cause the injection to be interrupted.

The normal operation of a pressure regulator consists of opening when it is necessary to reach a certain pressure point according to its set point. If this value is not reached, the regulator opens fully, consuming the available biomethane in a very short time if it is limited by the capacity of the biogas plant. As the available amount of biomethane is consumed, rapid depressurisation of the production system undergoing modernisation occurs. The immediate effect may be suspension of biomethane injection. This interruption in biomethane injection could result in a financial penalty for the plant operator if this is specified in the contract agreements.

The cause of all these problems is the way in which static pressure regulators work.

This scenario poses a real challenge for operators: regulating pressure and flow rate in unstable conditions, where the inlet flow may not be continuous or guaranteed. In this context, the ability to dynamically regulate the pressure upstream of the regulator, becomes a strategic function for ensuring service continuity and quality.

## **5. Dynamic regulation of biomethan injection with GOLEM**

The specific adaptation we are presenting here, stems from an operational need of a major gas distribution company, which requested a solution for regulating the injection of biomethane into a distribution network. To fully understand the innovation brought by the GOLEM system, it is essential to analyse the peculiarities of the context in which the project was developed.

GOLEM technology is based on a mechanical servomechanism that interacts directly with the drivers of the pressure regulators, supported by an advanced electronic system. Thanks to the intelligence incorporated in the system, GOLEM can operate in autonomous mode, reducing the need for manual interventions. The system is applicable to any controller model and can be easily integrated into existing networks thanks to custom-designed adapters.

The power supply can be via the mains, but also via a photovoltaic system. During its development phase, either in lab or in the field, safety systems were implemented to avoid mechanical problems with possible seizure of the pilot adjustment screw.

The features of the GOLEM system are basically four types of pressure and flow modulation:

- Pressure modulation is the ability to vary and maintain the pressure, as per the set point, Flow limitation is the capability to maintain the flow rate below a certain maximum value, but always providing the maximum possible pressure value,
- There is the possibility of a weekly schedule of pressure values by time slots, for example in the night the pressure is less than during the day,
- And the possibility of compensating the flow rate by applying pressure values to a portion of a given maximum flow rate.

The relationship between time and pressure in the pressure modulation algorithm is graphically shown in Figure 3.

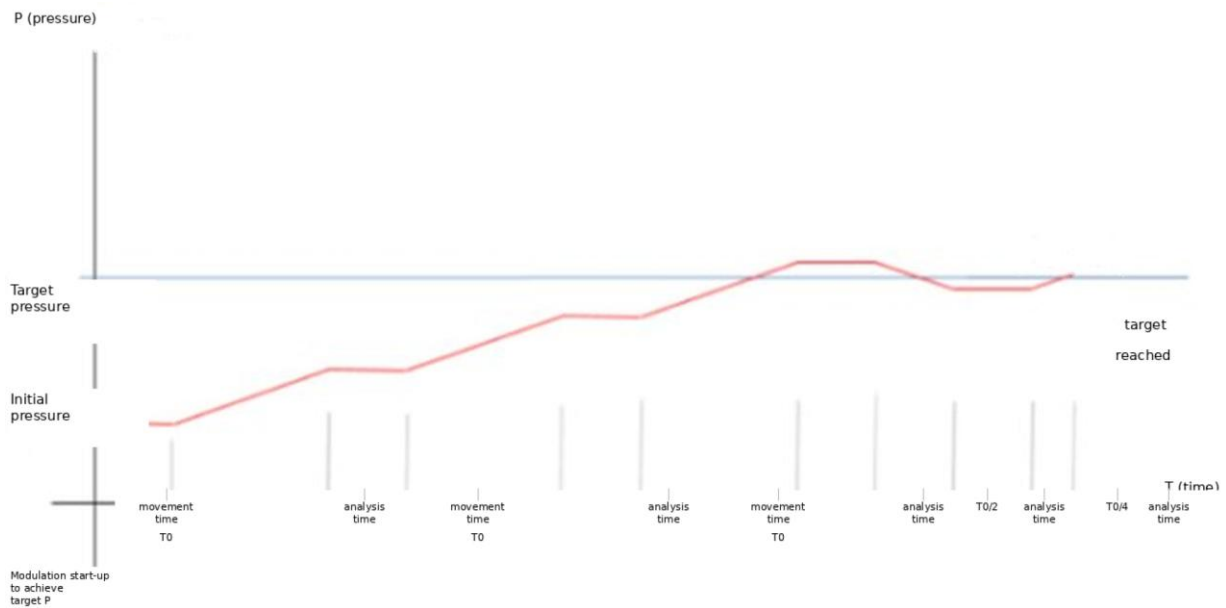


Figure 3. Relationship between time and pressure

When the system is assigned a target pressure that is higher or lower than the initial pressure read by the system, an algorithm is started with a condition analysis time. When it is necessary to increase or decrease pressure, a motor movement is initiated. The period during which the motor moves is strictly controlled to ensure the amount of movement actually required by observing and analysing pressure and flow variations. A necessary movement, positive or negative, is then applied to increase or decrease pressure to achieve the target set for the system.

This gradual approach will sooner or later lead to the target pressure being reached or even exceeded. If the target pressure is exceeded in the following analysis, a decision is taken to carry out a counter-move for a time divided by two. This progressive correction of the movement of the control screw ends when the target is reached within a given tolerance. The same logic of the algorithm is applied to maintain a flow restriction below a maximum value and always trying to maintain the maximum possible pressure.

This intelligent modulation capability is of great help when it comes to coping with capacity depletion.

The GOLEM system only considers the inlet pressure, which is the pressure available at the upgrading production stage, and constantly monitors the network pressure. The flow rate is the same throughout the entire control line. We know that in small biomethane production plants, the pressure in the network can never be significantly increased because we have a very low gas volume available compared to the geometric volume of the gas network, provided that normal consumption levels are maintained.

Therefore, the GOLEM system examines the flow rate and pressure. If the flow rate is high enough, but still within the safety range, the system will decide to open the regulator and outlet that amount of gas. In this way, the flow rate we had will tend to decrease, as will the inlet pressure. When the GOLEM system, which is continuously analysing these parameters, verifies that the pressure is approaching a value very close to the network pressure, it will close the gas transport to avoid the risk of interrupting the gas flow and thus send the biomethane back to the storage tank of the upgrading system (overpressure condition).

The system will continue to analyse the evolution of pressures and flows and, if a transient flow happens, it waits to see what the end of each of the trends in both pressure and flow rate is. As soon as the flow rate is dangerously low and approaches the lower limit, the GOLEM System reduces the gas flow to recover both flow and pressure. At some point a steady flow should be reached. The ideal flow would be a pressure within the maximum and minimum ranges and a flow rate between the defined maximum and minimum [5]. In the worst case, when there is a malfunction of the upgrading system, we will no longer have available flow, the pressure will drop below the output pressure, and the system will shut down.

## 6. Results

The deployment of GOLEM demonstrated:

- Reduced injection interruptions caused by pressure drops,
- Optimised management of biomethane overproduction,
- Enhanced network resilience in biomethane supply operations.

The dynamic flow management maintained pressures within the operational range even under sudden production fluctuations, improving overall network stability.

## 7. Conclusions

Thanks to GOLEM, biomethane distribution networks can operate dynamically, flexibly and safely, bringing benefits not only to distributors, but also to the entire energy sector, with a view to a transition to a greener and more sustainable future.

## Literature:

1. European Committee for Standardization. EN 16723-1: Natural gas and biomethane for injection in the natural gas network – Part 1: Specifications for biomethane. Brussels: CEN; 2016.
2. European Committee for Standardization. EN 16726: Gas infrastructure – Quality of gas – Group H. Brussels: CEN; 2015.
3. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, OJ L 211.
4. Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply, OJ L 280.
5. Commission Regulation (EU) No 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks, OJ L 91.

## Projekt povećanja kapaciteta Terminala za UPP

### *LNG Terminal capacity increase project*

**Dario Ferenčaba**

LNG Hrvatska d.o.o., Zagreb, Republika Hrvatska

**Marko Častek**

LNG Hrvatska d.o.o., Zagreb, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

Odlukom Vlade Republike Hrvatske o povećanju sigurnosti opskrbe plinom izgradnjom plinovoda Zlobin – Bosiljevo te povećanjem kapaciteta LNG Terminala na 6,1 milijardu kubičnih metara plina godišnje (NN 96/2022) iz kolovoza 2022. godine, društvo LNG Hrvatska d.o.o., kao operator Terminala za ukapljeni prirodni plin (UPP), pokrenulo je aktivnosti na projektu povećanja kapaciteta Terminala za UPP. Na temelju provedenih analiza, odabrano je rješenje ugradnje dodatnog modula za uplinjavanje maksimalnog kapaciteta od 250.000 Sm<sup>3</sup>/h. Početkom 2023. godine sklopljen je ugovor s tvrtkom Wärtsilä Gas Solutions za proizvodnju i isporuku dodatnog modula, dok su tijekom 2023. i 2024. godine provedene aktivnosti projektiranja nadogradnje sustava FSRU broda i proizvodnje dodatnog modula.

U drugoj polovici 2024. godine, pokrenuti su postupci javne nabave za odabir izvođača radova ugradnje i implementacije dodatnog modula na FSRU brod LNG Croatia, a početkom 2025. godine sklopljeni su ugovori s odabranim izvođačima.

U radu se daje pregled ključnih aktivnosti provedbe projekta ugradnje i implementacije dodatnog modula za uplinjavanje na FSRU brod LNG Croatia tijekom druge polovice 2025. godine.

Realizacijom projekta uspješno je povećan kapacitet Terminala za UPP s približno 3,9 na 6,1 milijardu kubičnih metara prirodnog plina godišnje, čime je značajno unaprijeđena operativna sposobnost Terminala.

**Ključne riječi:** FSRU brod, maksimalni kapacitet, modul za uplinjavanje, povećanje kapaciteta, Terminal za UPP, ukapljeni prirodni plin

#### **Abstract**

*By the Decision of the Government of the Republic of Croatia on increasing the security of gas supply through the constructing of the Zlobin - Bosiljevo gas pipeline and increasing the capacity of the LNG Terminal to 6.1 billion cubic meters of gas per year (OG 96/2022) from August 2022 [1], LNG Croatia LLC, as the operator of the liquefied natural gas (LNG) Terminal, initiated activities related to the LNG Terminal capacity increase project. Based on the conducted analyses, the selected solution was the installation of an additional regasification module with a maximum capacity of 250,000 Sm<sup>3</sup>/h [2]. At the beginning of 2023, a contract was signed with Wärtsilä Gas Solutions for the delivery of an additional regasification module, while design and manufacturing activities were carried out during 2023 and 2024 respectively.*

*In the second half of 2024, public procurement procedures were initiated for the selection of contractors for the installation and implementation of the module on the FSRU vessel LNG Croatia, and contracts with the selected contractors were concluded in early 2025.*

*This paper provides an overview of the key activities related to the project of installation and implementation of the additional regasification module on the FSRU vessel LNG Croatia during the second half of 2025.*

*The implementation of the project successfully increased the LNG Terminal capacity from approximately 3.9 to 6.1 billion cubic meters of natural gas per year, thereby significantly enhancing the Terminal's operational capability.*

**Keywords:** *capacity increase, FSRU vessel, liquefied natural gas, LNG Terminal, maximum capacity, regasification module*

## 1. Uvod

Početak ruske invazije na Ukrajinu u veljači 2022. godine označio je početak značajne transformacije europskog energetskog sustava te uspostavu nove europske paradigme usmjerene na smanjenje, odnosno eliminaciju ovisnosti o ruskim energentima. U tom kontekstu, prioritet europskih zemalja postaje jačanje sigurnosti opskrbe i diversifikacija te otvaranje novih dobavnih energetskih pravaca, osobito u segmentu prirodnog plina. U skladu s navedenim ciljevima, europska inicijativa REPowerEU, u okviru Nacionalnog plana oporavka i otpornosti, otvorila je dodatne mogućnosti financiranja i razvoja energetskih projekata na razini Europske unije. Slijedom toga, Vlada Republike Hrvatske je na 140. sjednici u kolovozu 2022. godine donijela Odluku o povećanju sigurnosti opskrbe plinom izgradnjom plinovoda Zlobin – Bosiljevo te povećanjem kapaciteta LNG Terminala na 6,1 milijardu kubičnih metara plina godišnje (NN 96/2022) [1].

Na temelju navedene Odluke, društvo LNG Hrvatska d.o.o. (dalje u tekstu: LNGH), kao operator Terminala za UPP (dalje u tekstu: Terminal), započinje projekt povećanja kapaciteta Terminala. Ključni korak u pripremi projekta predstavljala je analiza tržišta i tehničkih rješenja s ciljem odabira optimalnog rješenja i koncepta povećanja kapaciteta. Na temelju provedenih analiza, odabrano je rješenje ugradnje dodatnog modula za uplinjavanje maksimalnog kapaciteta od 250.000 Sm<sup>3</sup>/h koji bi se proizveo i ugradio na FSRU brod LNG Croatia (dalje u tekstu: FSRU brod) uz postojeći modul za uplinjavanje [2]. U skladu s odabranim rješenjem, početkom 2023. godine sklopljen je ugovor s tvrtkom Wärtsilä Gas Solutions (dalje u tekstu: WGS) za isporuku dodatnog modula, dok su tijekom 2023. i 2024. godine provedene aktivnosti projektiranja nadogradnje sustava FSRU broda i proizvodnje dodatnog modula.

Paralelno s navedenim aktivnostima, tijekom 2024. godine fokus LNGH bio je na provedbi postupaka javne nabave i odabiru izvođača za radove ugradnje i implementacije dodatnog modula, a koji će biti u mogućnosti u drugoj polovici 2025. godine ugraditi dodatni modul na FSRU brod te obaviti sve ostale radove i aktivnosti koje su preduvjet za funkcionalno povezivanje i integraciju dodatnog modula u postojeće sustave FSRU broda odnosno Terminala.

## 2. Priprema projekta

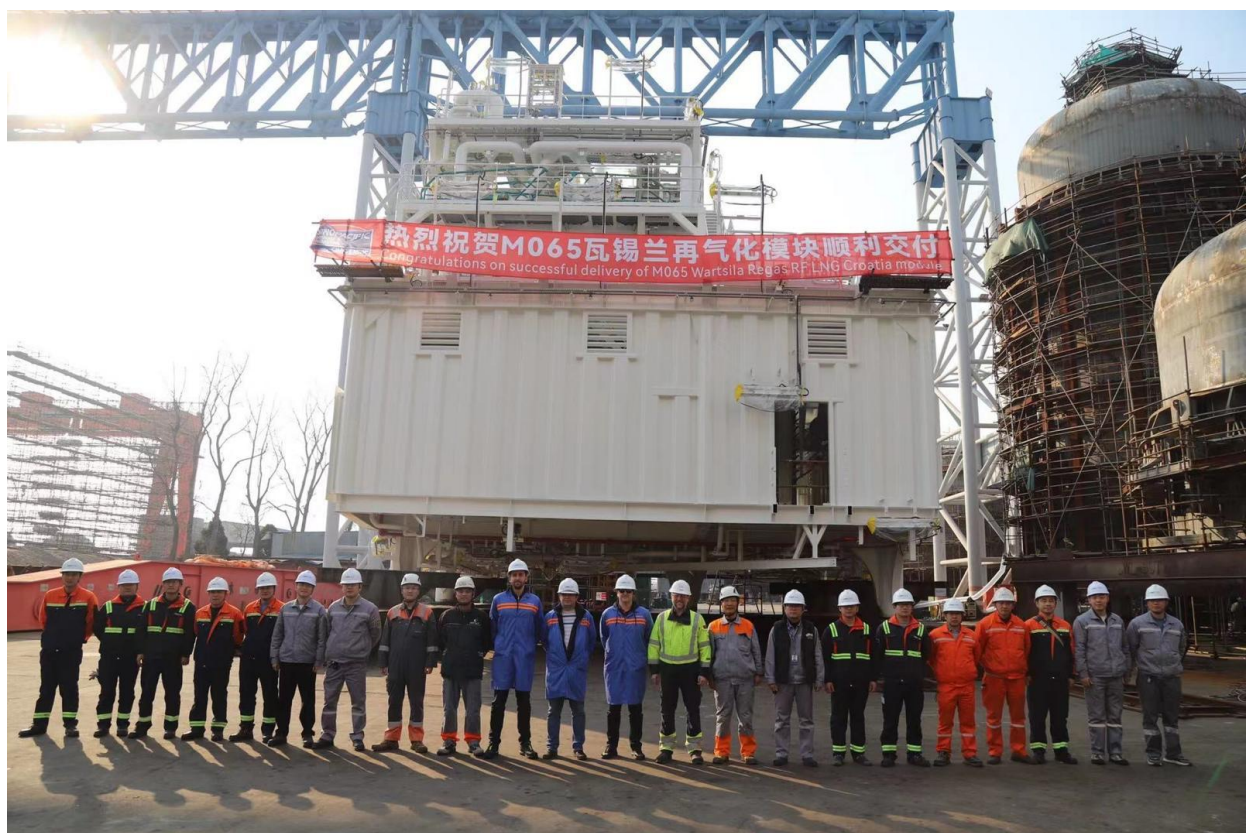
Tijekom prvog kvartala 2024. godine, a sukladno planovima LNGH za 2024. godinu, započete su aktivnosti na pripremi natječaja pod nazivom „Usluge preinake FSRU broda LNG Croatia za potrebe povećanja kapaciteta Terminala za UPP“. Natječajna dokumentacija izrađena je na temelju projektne dokumentacije koju je izradio WGS te je podijeljena u dvije glavne grupe: grupa 1. strojarsko-montažni radovi [3] i grupa 2. elektro-instrumentacijski radovi [4].

S obzirom na procijenjenu vrijednost nabave, prije objave natječaja provedeno je javno savjetovanje u dva kruga tijekom drugog kvartala 2024. godine, s ciljem zaprimanja primjedbi, prijedloga i komentara na natječajnu dokumentaciju. Nakon provedenih izmjena i dopuna te dodatnog savjetovanja, natječaj je objavljen u studenom 2024. godine.

Po završetku postupka nabave, uključujući zaprimanje i evaluaciju pristiglih ponuda, početkom 2025. godine sklopljeni su ugovori s odabranim izvođačima: za grupu 1, KUZHEY STAR SHIPYARD DENİZCİLİK SAN.VE TİC A.Ş. (dalje u tekstu: Kuzey Star) i za grupu 2, S.C.A.N. d.o.o (dalje u tekstu: S.C.A.N.). Lokacija izvođenja radova na FSRU brodu LNG Croatia definirana je ugovorom s izvođačem Kuzey Star, a odabrano je brodogradilište Kuzey Star u Istanbulu, Tuzla.

Nakon potpisivanja ugovora, izvođači su uvedeni u posao te su započeli s provedbom projektnih aktivnosti. S.C.A.N. je pokrenuo nabavu potrebnog materijala i opreme te proveo pripremne aktivnosti na FSRU brodu prije njegovog odlaska u brodogradilište, dok je Kuzey Star pokrenuo nabavu potrebnog materijala i opreme koja će biti ugrađena u brodogradilištu. Tijekom provedbe projekta održavani su redovni tjedni koordinacijski sastanci s ciljem organizacije i praćenja napretka projekta te kontrole izvršenja ugovornih obveza.

Završetkom proizvodnje dodatnog modula za uplinjavanje, u drugoj polovici ožujka 2025. godine, obavljeno je njegovo službeno preuzimanje u brodogradilištu Nantong CIMC Sinopacific Offshore & Engineering Co u Kini (slika 1). Modul je potom utovaren na baržu za prijevoz te je zatim u luci Nantong pretovaren na brod za prijevoz kojim je prevezen do turskog brodogradilišta Kuzey Star u Istanbulu. Brod s modulom je u tursko brodogradilište uplovio tijekom svibnja 2025. godine nakon čega je obavljen istovar modula u brodogradilište na privremeni carinski deponij. Po istovaru, modul je bio uskladišten i zaštićen do početka njegove ugradnje.



Slika 1. Preuzimanje modula u Kini

*Izvor: LNG Hrvatska*

U razdoblju do početka radova u brodogradilištu, aktivnosti su bile usmjerene na pripremu opreme i materijala. Oprema je isporučivana sukladno ugovorenim rokovima te je skladištena na lokaciji brodogradilišta ili na FSRU brodu. U isto vrijeme su u brodogradilištu uz nadzor lokalne klase DNV izrađivani predfabrikacijski elementi koji su kasnije ugrađeni na brod u okviru pojedinih faza radova i sekcija broda.

### 3. Provedba projekta

Prema usuglašenom terminskom planu, FSRU brod je 25. kolovoza napustio Terminal u Omišlju i zaplovio prema brodogradilištu Kuzey Star u Istanbulu, gdje je 1. rujna pristao na vez brodogradilišta čime su započele aktivnosti izvođenja radova u brodogradilištu.

Strojarsko-montažni radovi podijeljeni su na 12 sustava, a najznačajniji radovi odnosili su se na radove demontaže i relokacije, predfabrikacijske radove, ugradnju modula, radove na sustavu UPP-a te radove na sustavu morske vode i protupožarnom sustavu. Uplovljavanjem u brodogradilište prvo su započeli radovi demontaže i uklanjanja pojedinih postojećih elemenata s FSRU broda.

Zbog značajne mase dodatnog modula, bilo je potrebno ojačati strukturu pramčanog dijela broda u više razina. Opterećenje modula prenosi se preko pet temeljnih stopa odnosno nogu na pramčanoj palubi. U potpalublju su uklonjeni pojedini konstrukcijski elementi brodske strukture, (rebra, ukrute, stupovi i sl. nosivi elementi), a na mjestu uklonjenih elemenata ugrađeni su ojačani predfabricirani elementi povećane nosivosti i čvrstoće koji su zavarivani za brodsku strukturu. Navedenim aktivnostima osigurana je potrebna nosivost i stvoreni su uvjeti za sigurnu ugradnju dodatnog modula.

Paralelno s navedenim aktivnostima u potpalublju, obavljali su se pripremni radovi na pramčanoj palubi FSRU broda, uključujući izmještanje opreme i pripreme prostora za ugradnju temeljnih stopa (slika 2). Po završetku aktivnosti na pramcu FSRU broda, predfabricirane temeljne stope su postavljene i zavarene na konstrukciju broda.



Slika 2. Pripremni radovi na palubi FSRU broda prije ugradnje temeljnih stopa i dodatnog modula za uplinjavanje  
*Izvor: LNG Hrvatska*

U sklopu pripremnih aktivnosti u radionici i pogonu brodogradilišta Kuzey Star izrađeni su brojni predfabricirani elementi uključujući zaštitnu kolonu odnosno keson (engl. *caisson*) za smještaj pumpe morske vode, novi cjevovodi, dodatne konstrukcije platformi i podesta te nosači i oslonci cijevnih armatura i kablskih polica (slika 3).



Slika 3. Dio predfabriciranih elemenata spreman za ugradnju

Izvor: LNG Hrvatska

Za potrebe povećanja kapaciteta dobave UPP-a, bilo je nužno rekonstruirati cijelu napojnu liniju (engl. *feed line*). S obzirom da je tijekom prvotne konverzije FSRU brod projektiran za nominalni kapacitet uplinjavanja od 300.000 Sm<sup>3</sup>/h (na godišnjoj razini kapacitet od 2,6 milijardi m<sup>3</sup>), napojna linija nije projektirana za značajno veće protoke te samim time nije bilo potrebno njeno povezivanje na spremnik tereta broj 4. Sukladno novoj projektnoj dokumentaciji, uklonjena je postojeća napojna linija koja je položena duž centralne linije broda i spaja spremnike tereta broj 1, 2 i 3 s postojećim modulom za uplinjavanje, a umjesto nje je ugrađena nova s većim promjerom te je produljena do spremnika tereta broj 4. Ugradnjom nove napojne linije od nehrđajućeg čelika 316/316L, značajno je povećan ne samo kapacitet dobave UPP-a već su povećane i operativne mogućnosti FSRU broda na način da je sada moguće direktno isporučivati UPP iz svih spremnika. Nova linija je projektirana i izvedena u tri različita promjera (8“, 10“ i 12“) na način da se promjeri iste povećavaju od krme FSRU broda prema pramcu odnosno povećavaju se od spremnika tereta 4 prema modulima za uplinjavanje. Kako bi se linija dodatno zaštitila i smanjio utjecaj temperature, cijela linija je obložena izolacijskim materijalom koji se sastoji od kombinacije mreže staklenih vlakana i poliuretana.

U sklopu povećanja kapaciteta napojne linije i spajanja iste na spremnik broj 4, projektom je predviđena ugradnja napojne pumpe (engl. *feed pump*) u spremnik tereta broj 4. Zbog specifičnosti samog FSRU broda gdje se u operativnom radu iznimno rijetko koriste pumpe tereta i to u specifičnim slučajevima, odlučeno je da će se za potrebe projekta povećanja kapaciteta Terminala iskoristiti postojeća pumpa tereta u nuždi (engl. *emergency cargo pump*). Postojeća pumpa tereta u nuždi je modificirana za kontinuiran rad kao napojna pumpa povećanog kapaciteta,

a uz modifikaciju same pumpe obavljena je ugradnja novog razvodnog ormara i sustava detekcije vibracija u radu pumpe.

Za regulaciju količina UPP-a koje se šalju prema pojedinom modulu za uplinjavanje koriste se setovi kriogenih regulacijskih ventila ispred rekondenzera (engl. *suction drum*). U sklopu radova, a s obzirom na povećanje promjera i kapaciteta napojne linije, ugrađeni su novi setovi regulacijskih ventila (slika 4) s pripadajućom cijevnom armaturom i izolacijom.



Slika 4. Ugrađeni novi regulacijski ventili na napojnoj liniji ispred rekondenzera na FSRU brodu  
*Izvor: LNG Hrvatska*

Uz navedenu modifikaciju napojne linije za dobavu UPP-a do modula za uplinjavanje, značajan dio radova odnosio se na sustav morske vode, koji uključuje keson (engl. *caisson*), pumpu morske vode, filter morske vode te pripadajuću cijevnu, zapornu i regulacijsku armaturu. Sustav osigurava dobavu morske vode za izmjenjivač topline glikol-morska voda unutar dodatnog modula za uplinjavanje. Nakon prolaza kroz izmjenjivač topline, morska voda se ispušta uz minimalnu promjenu temperature u odnosu na ulaznu vrijednost, sukladno projektnoj dokumentaciji i primijenjenim tehničkim rješenjima, čime je osiguran prihvatljiv utjecaj na okoliš mikrolokacije.

Za ugradnju sustava morske vode, bilo je potrebno otvoriti palubu i trup FSRU broda s obje strane ispod vodne linije. Prema projektnoj dokumentaciji, usis morske vode za potrebe indirektno izmjenjivača topline između UPP-a i morske vode, zamišljen je na način da se unutar desnog balastnog tanka broj 1 ugradi keson unutar kojeg će se ugraditi usisna pumpa morske vode. Prije ugradnje, obavljene su aktivnosti rezanja i prodora pojedinih paluba te otvaranja trupa broda na desnoj strani (engl. *starboard side*). Za potrebe radova na izradi prodora i otvaranja trupa FSRU broda, isti je nekoliko dana bio u suhom doku (engl. *dry dock*).

Kao što je ranije spomenuto, predfabrikacija u brodogradilištu se među ostalim odnosila na izradu kesona koji služi kao zaštitna kolona za smještaj pumpe i ulaznog niza cijevi za usis morske vode (slika 5).



Slika 5. Transport predfabriciranog kesona do mjesta ugradnje na FSRU brodu

*Izvor: LNG Hrvatska*

Palalelno s otvaranjem trupa za usis morske vode s desne strane FSRU broda, započeti su radovi na dijelu za izlaz morske vode. Izlaz je projektiran na način da se ugradi novi cijevni niz kroz lijevi balastni tank broj 1 paralelno s izlazima morske vode na tri postojeće linije. Za potrebe ugradnje navedenog cijevnog niza, izrađeni su prodori kroz palubu i otvaranju trupa broda ispod vodne linije na lijevoj strani (engl. *port side*).

Nakon što su odrađeni prodori, na desnoj strani FSRU broda je ugrađen keson, koji je zavaren za strukturu broda te je uslijedila ugradnja pumpe morske vode centrifugalnog tipa. Pumpa je ugrađena ispod vodne linije unutar kesona, a na nju se nastavlja uzlazni niz cijevi na čijem vrhu je ugrađena gornja ploča (engl. *top plate*) kako je to prikazano slikom 6.

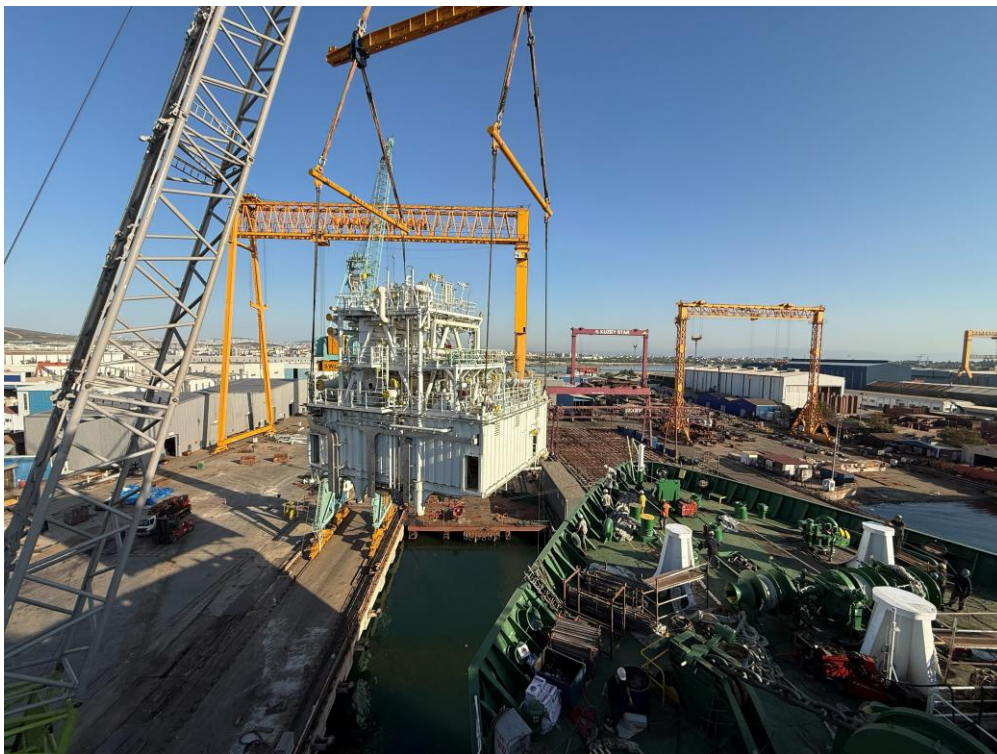
U sklopu sustava morske vode, uz navedene radove na prodorima i ugradnji kesona, bilo je potrebno ugraditi cijevne nizove između ulaza i izlaza te dodatnog modula. Cijevni niz se u većem dijelu sastoji od 26“ čeličnih cijevi koje su s unutarnje strane zaštićene polietilenskim premazom koji sprječava direktan kontakt cijevi s morskom vodom i posljedično oštećenje cijevi od strane agresivne okoline. Na ulaznoj liniji od pumpe morske vode prema dodatnom modulu, ugrađen je automatski filter morske vode koji služi za zadržavanje potencijalnih nečistoća iz mora i sprječava začepljenje i oštećenje izmjenjivača topline morska voda – glikol na dodatnom modulu za uplinjavanje.



Slika 6. Ugradnja gornje ploče na ulazni niz cijevi pumpe morske vode

*Izvor: LNG Hrvatska*

Dana 23. rujna, sukladno terminskom planu radova u brodogradilištu, izvedena je operacija ugradnje dodatnog modula pomoću specijalne dizalice velike nosivosti. Zbog složenosti zahvata, operacija je trajala više sati, nakon čega je modul centriran na temeljne stope te je započelo zavarivanje na konstrukciju broda (slika 7). Aktivnosti zavarivanja stopa s modulom za uplinjavanje nastavljene su i sljedećeg dana, a završetkom istih je modul u potpunosti povezan s konstrukcijom FSRU broda.



Slika 7. Prebacivanje dodatnog modula za uplinjavanje s kopna na FSRU brod

*Izvor: LNG Hrvatska*

Ugradnjom dodatnog modula osigurani su preduvjeti za nastavak projekta sukladno terminskom planu s obzirom da su sada mogle biti nastavljene planirane aktivnosti na povezivanju svih sustava i integracije dodatnog modula (slika 8). Pojedinačni sustavi kao što su sustav UPP-a, sustav prirodnog plina, sustav otparka, sustav morske vode, sustav protupožarne zaštite i poplavni sustav sada su mogli biti povezani u jednu cjelinu. Paralelno s aktivnostima mehaničkog povezivanja nakon pozicioniranja modula, tvrtka S.C.A.N. je obavljala radove povezivanja napajanja, elektroinstrumentacije i ožičenja.

U sklopu aktivnosti u brodogradilištu, za potrebe osiguranja protupožarne zaštite FSRU broda, ugrađena je dodatna poplavna pumpa morske vode (engl. *deluge*) s pripadajućim setom filtera. Poplavni sustav je protupožarni sustav koji u trenutku kad se otkrije požar vrlo brzo raspršuje velike količine tekućine kako bi suzbio isti (aktiviran automatski ili ručno). U slučaju poplavnog sustava FSRU broda, tekućina koju koristi poplavni sustav je morska voda, prvenstveno zbog lake dostupnosti i neograničene količine. Navedeni sustav se sastoji od cijevne armature, zaporne i regulacijske opreme, opreme za napajanje morskom vodom te sustava poplavnih mlaznica (engl. *sprinkler*). Kako bi se osigurao usis poplavne pumpe, u sklopu aktivnosti u suhom doku, na lijevom pramčanom dijelu trupa broda je odrađen prodor oplata ispod vodne linije broda. Od usisa do pumpe je ugrađena cjevologija s pripadajućom zapornom i regulacijskom armaturom, a sve je povezano na postojeći sustav protupožarne zaštite kako bi se osigurala redundancija odnosno mogućnost napajanja sustava i u slučaju problema s ugrađenom pumpom. Na taj je način ugrađena dvostruka zaštita te je sigurnost samog broda podignuta na dodatnu razinu.



Slika 8. FSRU brod u turskom brodogradilištu Kuzey Star nakon ugradnje dodatnog modula

Izvor: LNG Hrvatska

Po završetku svih 12 pojedinih sustava i njihovog uspješnog testiranja, za iste je ishoda potvrda DNV-a kao klasifikacijskog društva FSRU broda, čime je potvrđena njihova usklađenost s važećim pravilima klasifikacijskog društva DNV, uključujući pravila za klasifikaciju brodova (DNV Rules for Classification – Ships) te pripadajuće klasifikacijske standarde primjenjive na FSRU brodove.

Nakon završetka svih radova i potvrde DNV-a, u skladu s terminskim planom, započele su pripreme za isplovljavanje FSRU broda iz brodogradilišta. Dana 12. listopada FSRU brod je napustio tursko brodogradilište te je zaplovio prema hrvatskim teritorijalnim vodama.

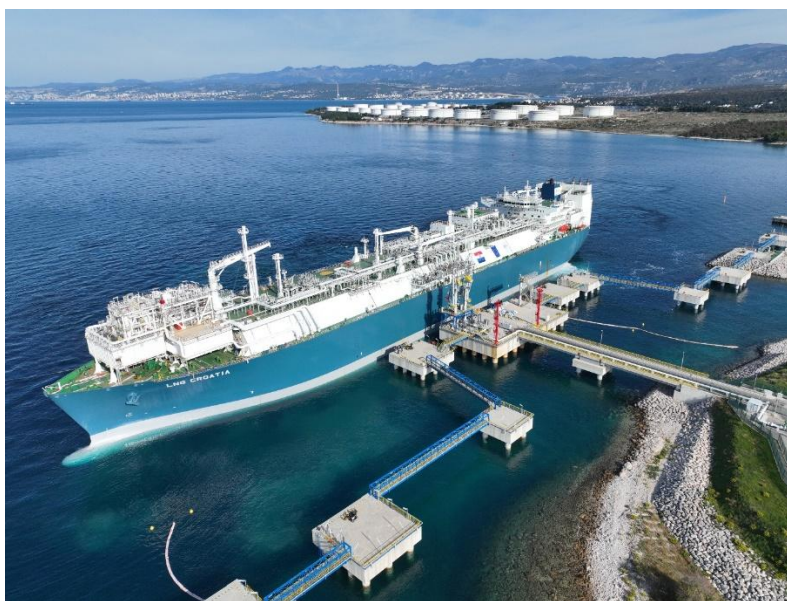
#### 4. Puštanje u rad

FSRU brod je 19. listopada uplovio u luku posebne namjene – Industrijska luka Terminal za UPP Omišalj – Njivice LNG te pristao na Terminal (slika 9). Nakon priveza, obavljeno je povezivanje FSRU broda s kopnenim dijelom terminala te su započele aktivnosti testiranja i puštanja u rad sukladno internom dokumentu ‘FSRU LNG Croatia, Procedura pokretanja i puštanja u rad’ izrađenim od strane LNGH za potrebe provedbe aktivnosti testiranja i puštanja u rad [5].

Za potrebe testiranja svih sustava i pripremu za komercijalan rad osigurana je dovoljna količina UPP-a koja je 22. listopada dopremljena brodom za prijevoz UPP-a Gaslog Greece. Testiranja i podešavanja su provedena sukladno ugovorno definiranim procedurama i Operativnom priručniku proizvođača modula (WGS). Navedeno je obavljeno na način da je dodatni modul za uplinjavanje testiran u više režima rada, a potom u paralelnom radu s postojećim modulom za uplinjavanje.

Tijekom probnog rada potvrđena je stabilnost rada dodatnog modula u svim predviđenim operativnim režimima, uključujući rad pri parcijalnim i maksimalnim opterećenjima te paralelni rad s postojećim modulom. Posebno je potvrđena stabilnost regulacije protoka i tlaka prirodnog plina prema izlaznom sustavu, kao i pouzdan rad svih pomoćnih sustava (sustav morske vode, sustav otparka i protupožarni sustav).

Ključni inženjerski izazovi tijekom integracije modula odnosili su se na usklađivanje hidrauličkih karakteristika napojne linije, podešavanje i optimizaciju rada pumpi i regulacijskih ventila, optimizaciju napajanja opreme električnom energijom te usklađivanje rada dvaju modula u paralelnom režimu, što je uspješno riješeno kroz fazu podešavanja i testiranja.



Slika 9. Povratak FSRU broda na lokaciju Terminala

*Izvor: LNG Hrvatska*

Probni rad završen je 7. studenog 2025. godine, tijekom kojeg su ispitani svi režimi i sigurnosne postavke rada cjelokupnog sustava za uplinjavanje. Po završetku ispitivanja potpisan je „Gas Trial Acceptance Form“ certifikat čime je potvrđeno uspješno puštanje u rad i službeno prihvaćanje dodatnog modula za uplinjavanje.

Rezultati testiranja i probnog rada potvrdili su punu funkcionalnost pojedinih sustava te da dodatno ugrađeni modul za uplinjavanje ispunjava projektirane operativne parametre, uključujući kapacitet uplinjavanja, stabilnost rada te sigurnosne zahtjeve sukladno ugovoru i da je integralni dio sustava uplinjavanja i otpreme prirodnog plina Terminala (tablica 1).

Tablica 1. Ključni tehnički pokazatelji sustava za uplinjavanje

Parametar	Vrijednost prije projekta	Vrijednost nakon projekta
Maksimalni satni kapacitet uplinjavanja (Sm <sup>3</sup> /h)	450.000	700.000
Maksimalni godišnji kapacitet uplinjavanja (Sm <sup>3</sup> /god)	~3,9 mlrd	~6,1 mlrd
Broj jedinica za uplinjavanje	3	4
Broj napojnih pumpi za UPP	3	4

Izvor: LNG Hrvatska

## 5. Zaključak

Puštanjem u rad Terminala 2021. godine, uspostavljen je novi dobavni pravac prirodnog plina za Republiku Hrvatsku i gravitirajuću regiju srednje i jugoistočne Europe, čime je značajno unaprijeđena sigurnost opskrbe prirodnim plinom. Realizacijom projekta povećanja kapaciteta Terminala dodatno je ojačana njegova strateška uloga i pozicija Republike Hrvatske u europskom energetske sustavu [6].

Pravovremena prilagodba energetske infrastrukture promjenjivim tržišnim i geopolitičkim uvjetima je u energetske izazovnim vremenima od iznimnog značaja, a integracija dodatnog modula na postojeći sustav FSRU broda pokazala se kao tehnički i ekonomski učinkovito rješenje za provedbu projekta uz minimalne zahvate na osnovnoj infrastrukturi.

S tehničkog aspekta, projekt je rezultirao povećanjem operativne fleksibilnosti Terminala te njegovom većom prilagodljivošću tržišnim zahtjevima. Istodobno, optimizacijom sustava i ugradnjom dodatne opreme osiguran je dugotrajan i pouzdan rad ključnih komponenti. Posebna pažnja posvećena je sigurnosnim aspektima, koji su dodatno unaprijeđeni uvođenjem novih sustava i redundancija, čime je omogućeno sigurno upravljanje povećanim kapacitetima.

Provedbom projekta osigurana je dugoročna dostupnost značajnih količina prirodnog plina namijenjenog za tržišta srednje i jugoistočne Europe, uz zadržavanje visoke razine pouzdanosti i sigurnosti opskrbe, osobito u uvjetima povećane energetske neizvjesnosti. Ujedno, potvrđen je i značaj Terminala kao ključne infrastrukture ne samo za Republiku Hrvatsku, već i za gravitirajuću regiju srednje i jugoistočne Europe, koji se očituje kroz diversifikaciju dobavnih pravaca i jačanje otpornosti energetske sustava.

Uspješnom realizacijom projekta povećanja kapaciteta Terminala omogućeno je povećanje maksimalnog kapaciteta uplinjavanja i otpreme prirodnog plina s 3,9 na 6,1 milijardu kubičnih metara plina godišnje, čime su stvoreni preduvjeti za daljnji razvoj tržišta i jačanje energetske sigurnosti Republike Hrvatske.

### **Literatura:**

1. Vlada RH: Odluka o povećanju sigurnosti opskrbe plinom izgradnjom plinovoda Zlobin – Bosiljevo i povećanjem kapaciteta LNG terminala na 6,1 milijardu kubičnih metara plina godišnje. [https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/full/2022\\_08\\_96\\_1433.html](https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/full/2022_08_96_1433.html)
2. LNG Hrvatska d.o.o.: LNG Terminal capacity increase study; 2023 (interna studija).
3. LNG Hrvatska d.o.o.: Tehnička specifikacija, Usluge ugradnje i implementacije modula za uplinjavanje UPP-a na FSRU brodu LNG Croatia; 2024 (natječajna dokumentacija).
4. LNG Hrvatska d.o.o.: Tehnička specifikacija za nabavu i ugradnju elektroenergetske opreme za integraciju FSRU broda s novim modulom za uplinjavanje i susretnim postrojenjem; 2024 (natječajna dokumentacija).
5. LNG Hrvatska d.o.o.: FSRU LNG Croatia, Commissioning and start-up procedure; 2025 (interni dokument).
6. Pavlović, D., Banovac, E., Vištica, N., Defining a Composite Index for Measuring Natural Gas Supply Security - The Croatian Gas Market Case, Energy Policy, 114, 30–38.

# Strategic analysis of the European LNG market using weighted SWOT approach

**KAMEL Karim**  
SONATRACH, Algiers, Algeria

## Abstract

Since 2022, Europe's energy architecture has shifted from a pipeline-centric model to a liquefied natural gas (LNG) dependent strategy. While the current literature often describes this shift qualitatively, this study provides a structured analytical assessment using a weighted SWOT methodology. By prioritizing internal strengths and weaknesses against external threats and opportunities, the research evaluates LNG's dual role as a security guarantor and a potential "carbon lock-in" risk. This analysis incorporates quantitative indicators, such as terminal utilization rates and price differentials (TTF vs. JKM), to support strategic conclusions. Results suggest that while LNG offers vital logistical flexibility, its long-term viability depends on the "hydrogen-readiness" of infrastructure and alignment with the EU Green Deal.

**Keywords:** energy security, energy transition, European market, LNG, strategic assessment, weighted SWOT

## 1. Introduction

The year 2022 marked a structural rupture in the European energy landscape [1]. The shift from Russian pipeline dependency to a diversified LNG-based model has not been merely a change in supply, but a fundamental reconfiguration of market dynamics. Despite a projected 20% decline in long-term gas demand by 2030, as illustrated in Figure 1 [3], the immediate reality is a surge in regasification reliance. As shown in Figure 2 [2], domestic production continues its secular decline, while Figure 3 illustrates the permanent displacement of over 100 BCM of Russian gas. This study moves beyond descriptive observation to analyze the strategic "fitness" of LNG in this new era, specifically addressing the methodological gap in how market factors are prioritized.

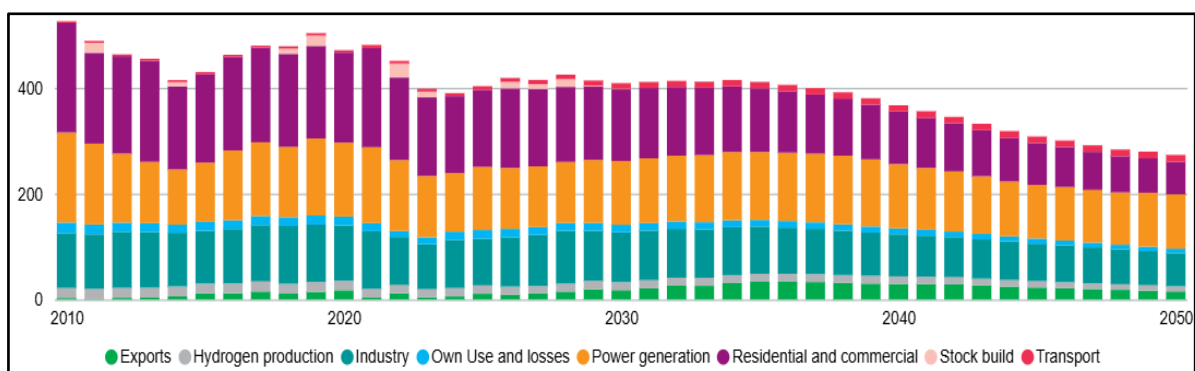


Figure 1. European gas demand by sectors (Gm<sup>3</sup>)

Source: S&P Global

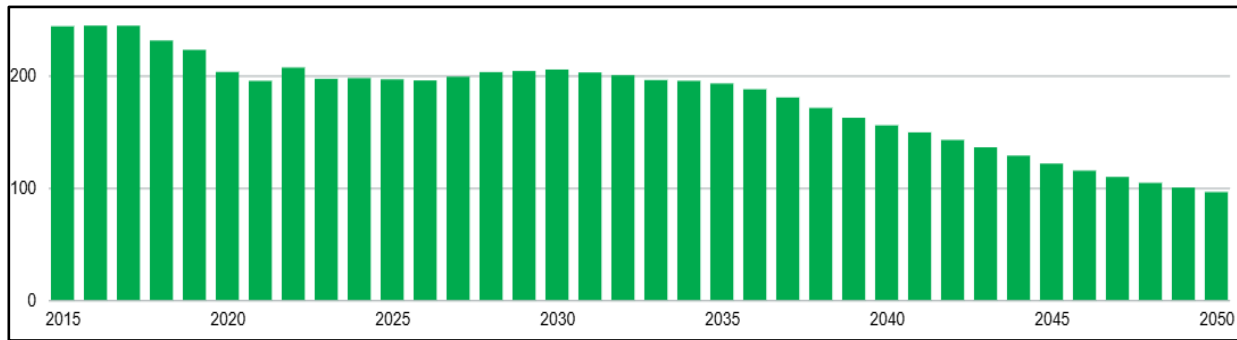


Figure 2. European gas production (Gm<sup>3</sup>)  
*Source: S&P Global*

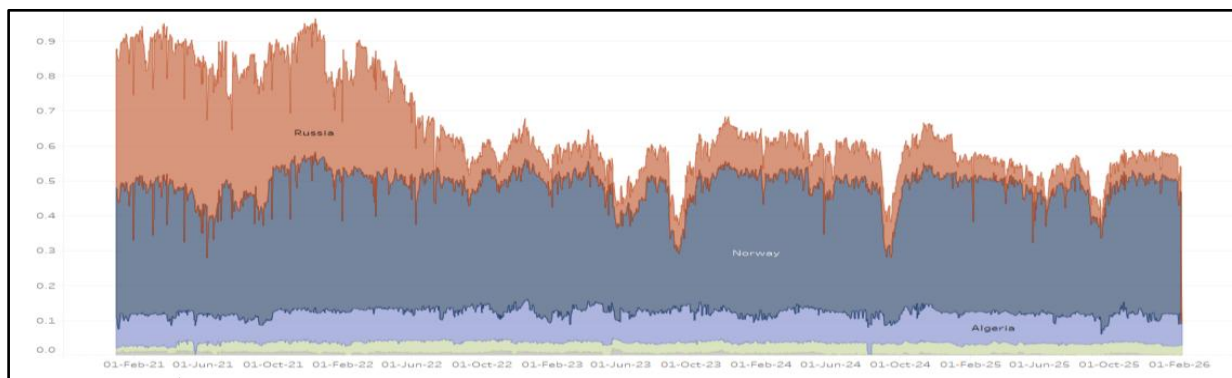


Figure 3. Gas pipeline flows to Europe (Gm<sup>3</sup>)  
*Source: Energy Intelligence*

### 1.1. Background: The European energy landscape pre-2022 vs. post-2022

The year 2022 represents a significant structural break in the European energy market, characterized by the decoupling of energy security from fossil fuel dependence [4]. Prior to this shock, the market equilibrium relied on stable, low-cost Russian gas imports with a moderate pace of renewable adoption [5]. The post-2022 regime, however, is defined by a profound pivot toward LNG diversification and an accelerated renewable transition. Quantitative indicators of this shift include a contraction in natural gas demand and wind and solar overtaking gas to reach a growing share of the electricity mix [6].

### 1.2. Impact of the Russia-Ukraine conflict on gas flows

Driven by geopolitical developments, European reliance on Russian pipeline gas collapsed dramatically between 2021 and 2025 [7]. While the EU aims to achieve independence from Russian fossil fuels through the REPowerEU framework, Russia has simultaneously redirected exports toward Asian markets [8], intensifying global competition for flexible LNG volumes.

### 1.3. Research objective

The main objective of applying a weighted SWOT to the European LNG market is to gain a structured understanding of internal and external factors. This approach aims to guide strategic investment and policy decisions under conditions of energy transition and geopolitical uncertainty.

## 2. Methodology

To move beyond a purely descriptive overview, this study adopts a semi-quantitative SWOT framework inspired by the structured approaches of Pavlović and Srpak (2023) [15] and Srpak et al. (2025) [16].

### 2.1. Strategic prioritization

Unlike traditional SWOT, which lists factors linearly, this research applies a weighting system (0.0 to 1.0) based on:

- Probability/Relevance: The likelihood of the factor persisting through 2030.
- Impact: The magnitude of the effect on EU energy prices and security of supply.

### 2.2. Quantitative indicators

The analysis integrates real-market data to support analytical robustness [9]:

- Utilization Rates: Comparing the 2021 average (~45%) with the 2023 peak (65-70% in Western Europe).
- Price Spreads: The TTF-JKM differential which dictates global cargo diversions [11].
- Infrastructure Growth: The addition of 35+ BCM of FSRU capacity since 2022 [10].

### 2.3. Data sources

The analysis relies on secondary data collected from leading energy data providers and international organizations. Market reports and institutional publications provide detailed insights into LNG supply dynamics, infrastructure expansion, and investment trends [10].

## 3. Internal analysis: Attributes of LNG in Europe

### 3.1. Strengths (S) – Weighted for resilience

The primary strength remains Logistical Flexibility. As seen in Figure 4, the ability to source from the US (now 50% of EU LNG imports), Qatar, and Algeria allows for a dynamic response to supply shocks [12]. This flexibility is quantified by the "diversification index" of the EU gas mix, which has improved by 40% since 2021. The rapid deployment of FSRUs acts as a strategic "buffer" against infrastructure bottlenecks.

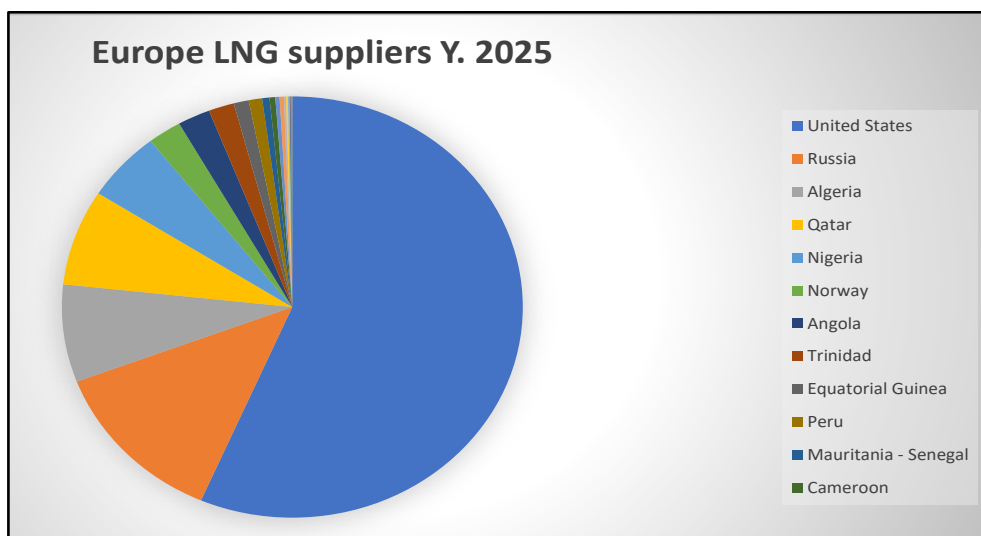


Figure 4. EU LNG suppliers Year 2025  
Source: data: S&P Global, graph Autor

The strategic resilience of the European market is further evidenced by the rapid expansion of regasification infrastructure. As shown in Figure 5, the addition of over 35 BCM of capacity since 2022, primarily driven by Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), has acted as a vital buffer against pipeline supply disruptions, providing the necessary scale to accommodate global diversified flows.

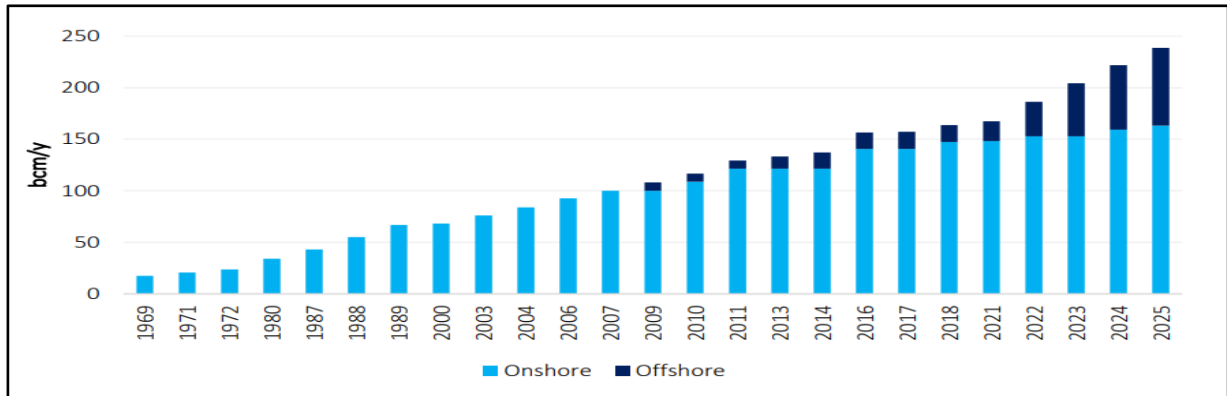


Figure 5. EU's LNG import capacity by type  
 Source: GECF

### 3.2. Weaknesses (W) – The cost of security

The main weakness is the High Marginal Cost. LNG is inherently more expensive than Russian pipeline gas due to the liquefaction-shipping-regasification chain [11]. Furthermore, Europe's reliance on LNG imports exposes it to spot price volatility. As shown in the discussion of price trends, this leads to "demand destruction" in energy-intensive industries (fertilizers, chemicals), a factor often overlooked in purely security-focused papers.

Market indicators provide a quantitative validation of this weakness. As illustrated in Figure 6, the narrowing price differential (spread) between the European TTF and the Asian JKM benchmarks demonstrates the intense global competition for uncommitted LNG cargoes.

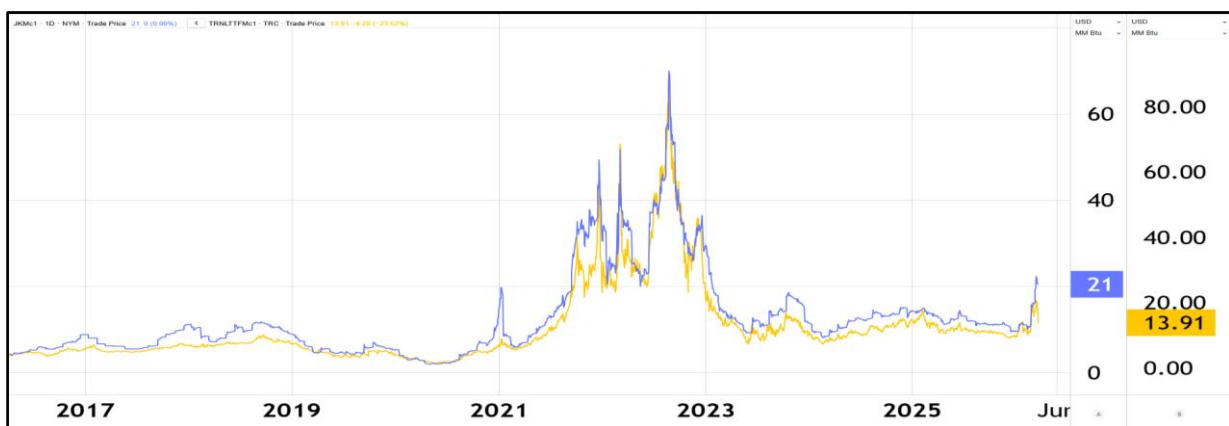


Figure 6. Price Spread Dynamics between European TTF and Asian JKM Markets  
 Source: Refinitiv

#### 4. External analysis: The market environment

##### 4.1. Opportunities (O) – The decarbonization bridge

The transition toward Bio-LNG and synthetic LNG offers a pathway to avoid Stranded Assets. Following Srpak et al. (2025), the multi-purpose use of terminals for future ammonia or hydrogen imports transforms a "fossil risk" into a "transition asset" [16]. Furthermore, LNG is gaining strategic importance as a marine fuel, driven by stricter maritime emission standards [13].

##### 4.2. Threats (T) – Regulatory and global competition

The "Green Deal" and the "Fit for 55" package represent structural threats to long-term LNG volume [14]. Furthermore, the "Asian Premium" (JKM) remains a constant threat; if Asian demand rebounds sharply, Europe must pay a premium to attract uncommitted cargoes, impacting the Eurozone's trade balance.

#### 5. Discussion: Weighted Strategic Matrix

Table 1 prioritizes the factors identified.

Table 1. Weighted SWOT Analysis of the EU LNG Market (Based on Pavlović & Srpak, 2023)

Category	Factor	Weight (0-1)	Strategic Impact
Strength	Supply Diversification	0.9	<b>High:</b> Essential for sovereignty.
Weakness	Price Volatility (Spot)	0.8	<b>High:</b> Risk to industrial competitiveness.
Opportunity	Hydrogen-Ready Infrastructure	0.7	<b>Medium:</b> Long-term sustainability.
Threat	EU Decarbonization Targets	0.9	<b>Critical:</b> Risk of stranded assets by 2040.

##### 5.1. The "Transition Fuel" debate: A critical view

While often labeled a "transition fuel," LNG's role is nuanced. Quantitative data on methane slip and the full lifecycle carbon footprint suggest that without Carbon Capture and Storage (CCS), LNG may only offer a 20-30% emission reduction over coal—insufficient for "Fit for 55" targets [14]. Therefore, its role is better defined as a "System Stabilizer" providing flexibility to intermittent renewables rather than a clean fuel.

#### 6. Conclusion

Since 2022, the European Union's gas market has experienced a profound structural reconfiguration that has fundamentally altered the composition, direction, and security parameters of its supply architecture. The simultaneous decline in domestic production, the sharp contraction of Russian pipeline gas imports, and the elevation of energy security to a strategic priority have collectively accelerated the transition toward a new import model in which LNG plays a central stabilizing role. This evolution has been accompanied by substantial investment in regasification infrastructure, the rapid deployment of floating storage and

regasification units (FSRUs), and a surge in long-term LNG contracting, thereby embedding LNG more firmly within the EU's medium-term energy framework.

This study demonstrates that while LNG provides the necessary flexibility to replace Russian volumes, it introduces new vulnerabilities—specifically price volatility and regulatory misalignment.

The original contribution of this paper lies in the weighted prioritization of these factors. We conclude that for LNG to remain a viable part of the EU energy mix, investments must focus on dual-use infrastructure (Hydrogen/Ammonia ready) to mitigate the threat of stranded assets.

### **Literature:**

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2024. Paris: IEA, 2024.
2. International Gas Union. World LNG Report 2024. London: IGU, 2024.
3. International Energy Agency. Gas Market Report 2024. Paris: IEA, 2024.
4. European Commission. REPowerEU Plan. Brussels: European Commission, 2022.
5. Stern, J. The Future of Gas in Europe. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2023.
6. European Commission. REPowerEU: Joint European Action. Brussels, 2022.
7. International Energy Agency. Global Gas Security Review 2023. Paris: IEA, 2023.
8. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2024. Washington DC: EIA, 2024.
9. International Renewable Energy Agency. World Energy Transitions Outlook 2023. Abu Dhabi: IRENA, 2023.
10. International Gas Union. Global LNG Outlook. IGU, 2023.
11. Oxford Institute for Energy Studies. Global LNG Markets and Pricing Dynamics. Oxford: OIES, 2023.
12. International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2023. Abu Dhabi: IRENA, 2024.
13. Olczak, M. Bio-LNG as a Decarbonisation Pathway for Heavy Transport. Energy Policy Journal, vol. 42, 2023.
14. European Commission. Fit for 55: Delivering the EU's 2030 Climate Target. Brussels, 2021.
15. Pavlović, D., & Srpak, N. (2023). Structured SWOT applications in energy system research. Journal of Energy Management, 15(2), 120-135.
16. Srpak, N., et al. (2025). Methodological Context for Energy Transition: Multi-Criteria SWOT Analysis. International Journal of Energy Research (Forthcoming).

# Modeling sulfur solubility in sour gas mixtures using Artificial Neural Network

**Khaled Ourabah**

SONATRACH - PED DIVISION, Algiers, Algeria

**Hakim Djema**

SONATRACH / Laboratories Division, Boumerdès, Algeria

## Abstract

Sulfur solubility in sour gas mixtures plays a critical role in the design, operation, and safety of gas production and processing systems. Inaccurate prediction of sulfur precipitation can lead to severe flow assurance problems, corrosion, and equipment failure. Conventional thermodynamic and semi-empirical models often require extensive tuning, rely on restrictive assumptions, and show limited reliability when applied to complex multicomponent sour gas systems. In this study, an artificial neural network (ANN) model is developed to predict sulfur solubility in sour gas mixtures under a wide range of thermodynamic conditions. The model uses pressure, temperature, hydrogen sulfide concentration, and gas composition as input variables, while sulfur solubility is treated as the output parameter. A comprehensive and carefully screened experimental database was used to train and validate the ANN. Model performance was assessed using the coefficient of determination and error-based statistical indicators. The proposed ANN achieved a determination coefficient ( $R^2$ ) of 0.998 during both training and testing phases, demonstrating excellent predictive accuracy and strong generalization capability. The ANN predictions showed consistent agreement with experimental observations across the full operating envelope, without systematic bias or numerical instability. The proposed model provides a robust, fast, and data-driven alternative to traditional approaches, eliminating the need for complex phase-equilibrium calculations. Its high accuracy and computational efficiency make it suitable for direct implementation in industrial workflows, including real-time monitoring, process optimization, and risk assessment for sour gas production and transportation systems.

**Keywords:** machine learning, natural gas, sulfur

## 1. Introduction

The solubility evolution of elemental sulfur in sour gas is key to study the occurrence and inhibition of sulfur deposition in the exploitation of high-sulfur gas reservoirs. Elemental sulfur mainly dissolves in  $H_2S$ , and its solubility decreases dramatically in the presence of methane. As both methane and  $H_2S$  are the main components in high-sulfur gas, it is essential to understand the molecular mechanism of the solubility reduction in  $H_2S/CH_4$  mixtures. According to Yan Wei's studies, these studies show that the solubility of S8 in  $H_2S$  and  $H_2S/CH_4$  mixtures. Solubility in these mixtures increases with temperature and pressure, and decreases with increasing methane concentration [1].

Sour gas mixtures represent a form of natural gas. This type involves in its composition impurities, mainly hydrogen sulfide ( $H_2S$ ) [2]. The content of  $H_2S$  varies from a mixture to another. Generally, small mole fraction values are noticed for a great part of natural gases. However, the amount of  $H_2S$  can be very large for other gas fields. In this context, one of the acute issues which is frequently faced while developing sour gas reservoirs is summarized in the phenomenon of sulfur deposition [3-4].

Reduction in pressure and temperature generally reduces the solubility of sulfur in sour gas reservoir. Once the reservoir fluid has reached a sulfur-saturated state, further reduction in pressure and temperature will cause sulfur to deposit. Sulfur deposition in the formation, induced by a reduction in the solubility of the sulfur in the gas phase, may significantly reduce the inflow performance of sour gas wells and even wells have become completely plugged with sulfur in sour gas reservoir within several months [5].

Sulfur deposition can lead to severe production issues, namely the decrease in permeability and porosity, the creation of damages with different degrees of complexity, the malfunction of various parts of the process and production systems, the clogging and corrosion of pipes as well as severe safety incidents [6-7].

Thus, accurate prediction of sulfur solubility in sour gas mixtures is crucial to preventing sulfur deposition issues.

In this study, an artificial neural network (ANN) model is developed to predict sulfur solubility in sour gas mixtures under a wide range of thermodynamic conditions.

Figure 1 illustrates the general steps involved in building a machine learning model.

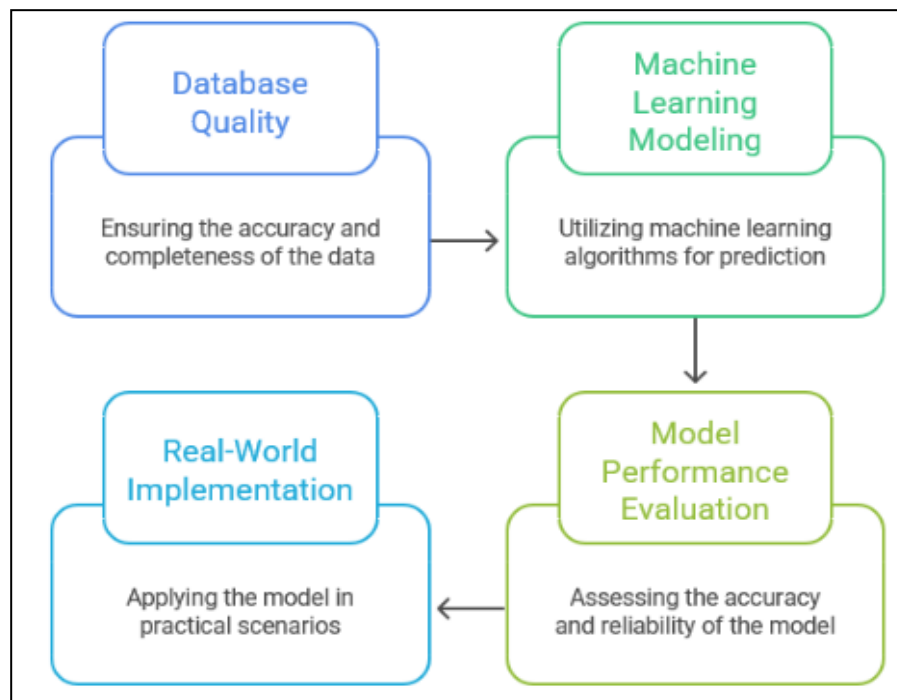


Figure 1. ML model building

## 2. Methodology

Artificial neural networks (ANNs) represent an advanced approach to machine learning (ML). This method is recognized as one of the most frequently used ML techniques due to its high capacity to generate accurate predictive models for various complex systems.

The model was implemented in Python (3.12.12) using TensorFlow and defined as a sequence of layers. Neural networks comprise an input layer, an optimal number of hidden layers, a suitable quantity of neurons in each hidden layer, appropriate activation functions, and an output layer [8].

The proposed ANN model has two layers with a well-defined and optimized number of neurons. The network structure is illustrated in Figure 2.

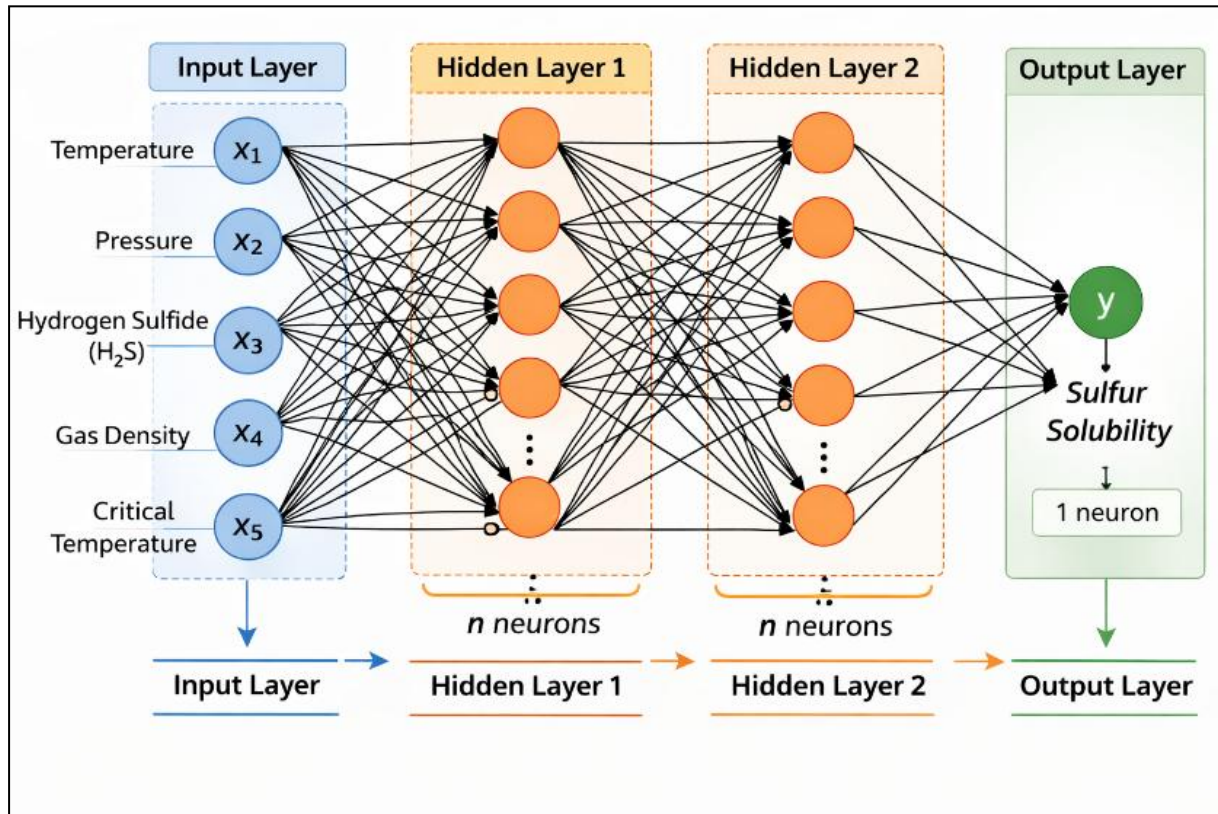


Figure 2. Structure of an Artificial Neural Network (ANN-02 layers)

### 2.1. Model Function

In the proposed ANN model, the input layer consists of temperature, pressure, hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) concentration, gas density, and critical temperature, while the output layer represents sulfur solubility.

Owing to the highly nonlinear relationships between thermodynamic and compositional variables, an artificial neural network was employed to capture the complex mapping between inputs and output.

Sulfur solubility in sour gas mixture can be expressed as:

$$Y(\text{Sg}) = f(x_1(T), x_2(P), x_3(x_{\text{H}_2\text{S}}), x_4(\rho), x_5(T_c)) \quad (1)$$

Where:

T: Gas Temperature (K);

P: Gas pressure (MPa);

H<sub>2</sub>S: Hydrogen sulfide (mol fraction);

$\rho$ : Gas density (kg/m<sup>3</sup>);

T<sub>c</sub>: Critical Temperature (K);

Sg: Sulfur solubility in gas mixture.

## 2.2. Data preparation

The robustness, generalizability, and accuracy of a developed predictive model are directly related to the quality, size, and completeness of the experimental data used for its implementation. In this study, a database of 190 experimental measurements was compiled from the published literature [9-12]. The main statistical indices, such as maximum and minimum values, standard deviation, and mean, are presented in Table 1.

Table 1. Statistical Summary of the Compiled Dataset

	<b>T</b> (K)	<b>P</b> (MPa)	<b>H2S</b> (mol fraction)	<b>ρ</b> (kg/m <sup>3</sup> )	<b>Tc</b> (K)	<b>Sg</b> (g/m <sup>3</sup> )
<b>Min</b>	303.2	10	0.01	56	200.7	0.0083
<b>Max</b>	433.15	60	0.44	431.5	258.2	4.45
<b>Mean</b>	369.62	35.4	0.12	244.9	219.5	0.63696
<b>Std</b>	35.57	13.41	0.084	82.64	13.7	0.796

## 3. Results and discussion

The present study used sensitivity analysis to demonstrate the contribution of each input to the output. To do this, the relevance factor (*r*) was calculated from equation (2) to quantify the contribution and its nature (positive or negative) of each input parameter to the output [13].

A sensitivity analysis of the input parameters was performed using the relevance factor (*r*) from equation:

$$r(I_j, O) = \frac{\sum_{i=1}^N (I_{j,i} - \bar{I}_j)(O_i - \bar{O})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (I_{j,i} - \bar{I}_j)^2 (O_i - \bar{O})^2}} \quad (2)$$

Where:

*r*: relevancy factor;

*N*: number of measurements;

$I_{j,i}$ : indicates the input parameter *j* of the *i* measurement;

$\bar{I}_j$ : Average value of  $I_j$ ;

$O_i$ : the predicted output of the *i* measurement;

$\bar{O}$ : Average value.

To evaluate the influence of each parameter on the predictive value of sulfur solubility using the artificial neural network (ANN) model, the sensitivity results obtained, illustrated by the heat map in Figure 4, show that pressure and temperature have the most significant impact on the sulfur solubility value compared to the proposed model.

All parameters (inputs) in the gas mixture have positive effects on sulfur solubility, as shown in figures 3 and 5. This confirms the physical consistency of the variations in input parameters with respect to the target value (sulfur solubility).

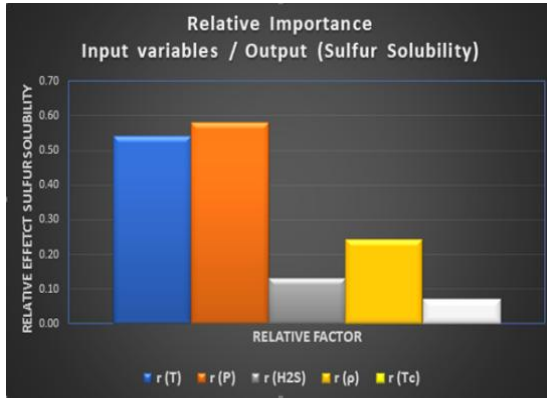


Figure 3. Relevancy factor

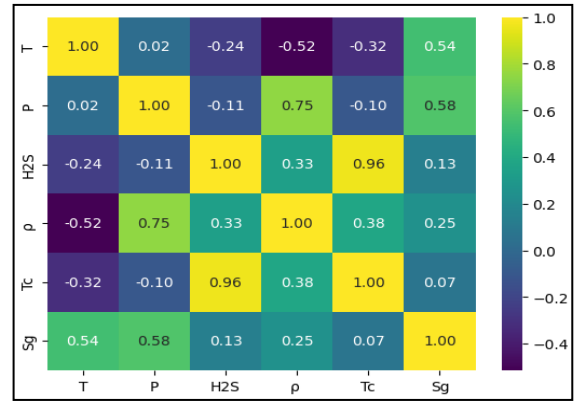


Figure 4. Heat Map diagram

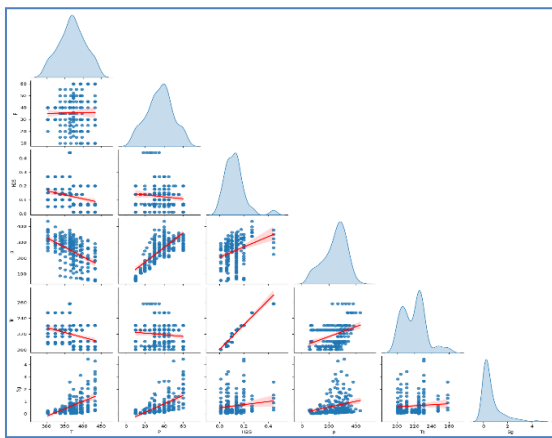


Figure 5. Pair plot of collected database

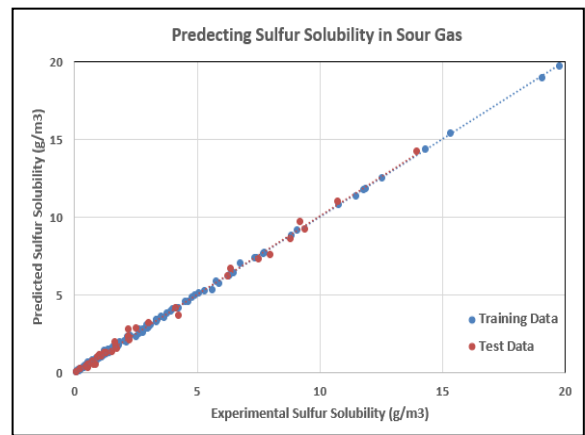


Figure 6. Cross plot of predicting Sulfur solubility

Generally, 80% and 20% of the database are dedicated to these steps, respectively. Random splitting is frequently considered to choose the points associated with the training and test subsets [14]. To evaluate the predictive performance of the resulting models, we used a statistical method considering different criteria:

- The root mean square error (RMSE);
- The coefficient of determination ( $R^2$ ).

The formula for each criterion is shown below:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [\gamma_i^{\text{exp}} - \gamma_i^{\text{pred}}]^2} \quad (3)$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N [\gamma_i^{\text{exp}} - \gamma_i^{\text{pred}}]^2}{\sum_{i=1}^N [\gamma_i^{\text{pred}} - \bar{\gamma}]^2} \quad (4)$$

Where:

$\gamma_i^{\text{exp}}$ : Experience Sulfur Solubility ( $\text{g/m}^3$ );

$\gamma_i^{\text{pred}}$ : Predicted Sulfur Solubility ( $\text{g/m}^3$ );

$\bar{\gamma}$ : Mean of the experience Sulfur Solubility ( $\text{g/m}^3$ );

N: Number of data points.

The cross plot in Figure 6, which include training and test data, show us remarkable model performance with good performance indicators as shown in the table 2.

Table 2. Model Performance Evaluation

Performance Metrics	Test	RMSE	R <sup>2</sup>
ANN Model	Training (80%)	0.0000994	0.999
	Testing (20%)	0.0000174	0.997

Table 3. Performance Comparison between two Models

Performance Metrics	Model	RMSE (All data)	R <sup>2</sup> (All data)
Sulfur Solubility in Sour Gas Mixtures	ANN Model	0.000083	0.9986
	Correlation of Bian et al.	0.0244	0.9979

A comparison with other empirical correlations, such as the one developed by Bian et al., highlights the advantages of the proposed ANN model.

The new ANN model proposed in this study exhibits superior performance and surpasses the model developed by Bian et al. [15] as shown in Table 3.

#### 4. Conclusion

The results confirm the potential of machine learning techniques as effective alternatives to conventional thermodynamic and empirical models.

A comparison with empirical correlations, such as that of Bian et al., highlights the advantages of the proposed artificial neural network (ANN) model. Furthermore, the ANN approach effectively captures complex nonlinear relationships and incorporates five thermodynamic input variables. This increased flexibility and broader coverage make the ANN model a more robust and reliable tool for predicting sulfur solubility in acid gas mixtures.

To further improve the model's performance, a series of sensitivity analyses was conducted to identify the optimal network architecture and learning parameters.

Future work will focus on enriching the experimental database to include a wider range of thermodynamic conditions and gas compositions. This expanded dataset will enable the development and validation of more advanced machine learning models, thereby improving predictive accuracy with broad generalization capabilities for estimating sulfur solubility in complex gas environments.

#### Literature:

1. Yuan Wei, Li Wang, Yu Yang, Molecular mechanism in the solubility reduction of elemental sulfur in H<sub>2</sub>S/CH<sub>4</sub> mixtures: A molecular modeling study. doi.org/10.1016/j.fluid.2023.113764, Fluid Phase Equilibria, Elsevier; 1.

2. Savelieva VA, Titova NS, Arsentiev IV. Numerical study of syngas production during partial oxidation of sour natural gases upon activation of oxygen by an electrical discharge. *Energy Fuels* 2019;33:11887e98.
3. Wang ZL, Naterer GF. Greenhouse gas reduction in oil sands upgrading and extraction operations with thermochemical hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35:11816e28.
4. Sun Q, Retnanto A, Amani M. Seismic vibration for improved oil recovery: a comprehensive review of literature. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:14756e78. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.227>.
5. Effect of Sulfur Deposition on Rock Permeability in Sour Gas Reservoir Guo Xiao, SPE, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Du Zhimin, SPE 136979.
6. Kuo CH. On the production of hydrogen sulfide-sulfur mixtures from deep formations. *J Petrol Technol* 1972;24:1e142.
7. Mahmoud M. Effect of elemental-sulfur deposition on the rock petrophysical properties in sour-gas reservoirs. *SPE J* 2014;19:703e15.
8. SPE-218478-MS Acceleration of CO<sub>2</sub> Solubility Trapping Mechanism for Enhanced Storage Capacity Utilizing Artificial Intelligence; 7.
9. Sun C-Y, Chen G-J. Experimental and modeling studies on sulfur solubility in sour gas. *Fluid Phase Equil* 2003;214:187e95.
10. Yang XF, Huang XP, Zhong B. Experimental test and calculation methods of elemental sulfur solubility in high sulfur content gas. *Nat Gas Geosci* 2009;20:416.
11. Bian XQ, Du ZMGX. Experimental determination of the solubility of sulfur in high H<sub>2</sub>S natural gas (in Chinese). *Nat Gas Ind* 2010;30:57e8.
12. Gu M-X, Li Q, Zhou X-Y. Solubility of the solid sulfur solubility in supercritical/near-critical fluid. *J Chem Ind Eng* 1993;3. e320.
13. Chen, G., Fu, K., Liang, Z., Sema, T., Li, C., Tontiwachwuthikul, P., Idem, R., 2014. The genetic algorithm based back propagation neural network for MMP prediction in CO<sub>2</sub>-EOR process. *Fuel* 126, 202–212.
14. Zhang, Y.; Yang, Y. Cross-Validation for Selecting a Model Selection Procedure. *J. Econom* 2015, 187 (1), 95–112.
15. Menad Nait Amar. Modeling solubility of sulfur in pure hydrogen sulfide and sour gas mixtures using rigorous machine learning methods, Elsevier, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.145>

## **Thermal and acoustic insulation for cryogenic pipes in LNG terminals. Construction and maintenance. Practical experience**

**Jarema Chmielarski**

Armacell, Energy Destination Market, Środa Śląska, Poland

**Djura Bindas**

Armacell, Energy Destination Market, Novi Sad, Serbia

### **Abstract**

The main purpose of this paper is to present and explain alternative thermal insulation systems used to insulate industrial pipes and connecting flanged fittings in LNG facilities, typically LNG import terminals, but not limited to. These alternative thermal insulation systems may be specifically applied in the operational phase of the plant, especially during maintenance and repair. Classical cryogenic thermal insulation systems for industrial pipes based on rigid or semi-rigid insulation materials may show some deficiencies and practical problems of demount and re-application once service access to the flanged fittings is required. Therefore, novelty flexible thermal insulation materials were proposed and practically tried on the flanged fittings in an operating facility. Experience gathered so far allows to consider such insulation systems as promising and minimising time window needed for maintenance or repair.

Secondary purpose of this paper is to present and explain alternative acoustic or thermal-acoustic insulation systems for industrial pipes in gas facilities, typically LNG liquefaction plants and compressing (pumping) stations, but not limited to.

This paper is designed to enable the reader to improve their knowledge of thermal and acoustic insulation materials used for industrial pipes transporting liquified and non-liquified gases and be able to better identify critical areas within a facility where flexible insulation materials are more fit for purpose, thereby allowing appropriate maintenance management strategies to be developed and implemented.

**Keywords:** insulation, LNG, maintenance, pipes, repairs

### **1. Introduction**

Industrial pipes of medium and large size (typically NPS 6 inch and above, up to 48 inch), carrying LNG or other fluid under cryogenic temperature of  $-165^{\circ}\text{C}$  up to  $-80^{\circ}\text{C}$  require thermal insulation, and in some cases also thermal acoustic insulation. Classical cryogenic thermal insulation systems for pipes are based on rigid insulation: polyisocyanurate/polyurethane (PIR/PUR) and less often on Cellular Glass (CG). These insulation systems have been verified in practice in multiple projects for many years.

Practical experience shows that classical insulation systems based on rigid insulation materials applied in LNG facilities may show some deficiencies during operation and maintenance phase in long term, especially on flanged fittings. The main identified problems are:

- loss of tightness, hence icing,
- gaps in the barriers, hence water vapour ingress and water absorption.

As a consequence, in many cases it is practically not possible to re-install insulation material originally applied over valves, pumps and other flanged fittings once these elements are periodically demounted for maintenance purpose according to service terms and instructions.

Armacell Energy, global solution provider in respect of thermal and acoustic insulation systems for Oil & Gas and Energy projects, working together with experienced installers, developed an effective method of replacement of degraded rigid insulation using flexible insulation materials

of different types and grades and adequately selected accessories. The method was successfully applied and verified in operating terminals.

Other applied and verified proposal are thermal-acoustic insulation systems based on flexible insulation materials which are normally applied in LNG liquefaction plants.

## **2. Gas processing industrial plants and facilities**

Even limited only to downstream stage, there are numerous types of industrial plants where gas is processed in gaseous and/or liquified phase [1-3]. For the purpose of this paper these types of the plants are limited to the following categories.

### **2.1. LNG liquefaction plants (export terminals, including FLNGs)**

These plants are designed in such way that they may be divided in sections called ‘trains’ which can operate independently and may be constructed and commissioned in separate time phases. Industrial pipes in these plants are usually long and of large size even above NPS 36 inch (DN 900). Operating temperature range is from ambient to  $-165^{\circ}\text{C}$ . Acoustic and thermal-acoustic insulation is often designed to limit noise emission from industrial pipes and to minimise environmental noise pollution for workers and wildlife (some of these plants are situated in remote locations close to nature reserves).

### **2.2. LNG import terminals, including moored FSRUs**

Pipes in the LNG import terminals are of middle size and length with a lot of elbows and flanged fittings. Operating temperature range of the insulated pipes is typically from  $-165^{\circ}\text{C}$  to  $-160^{\circ}\text{C}$  [4]. Unless specified otherwise no acoustic insulation systems for pipes are necessary, usually only thermal insulation for cryogenic temperature range is applied on industrial pipes.

### **2.3. Gas production plants**

Gas production plants are designed to extract gases from air comprising oxygen, hydrogen, nitrogen, nitrous oxide, argon, helium, medical air, and other specialty gases for industrial and medical purposes. Industrial pipes in these plants are typically of medium size (NPS 10 to 24 inch or DN 250 to 600) and small size (NPS 6 inch or DN 150 and below). Operating temperature range is from  $-269^{\circ}\text{C}$  to ambient, for most of the volume of the gases the temperature is above  $-200^{\circ}\text{C}$ . Typically only thermal insulation is designed for industrial pipes, acoustic or thermal-acoustic insulation is seldom required (and then rather for confined production units than for long pipes).

### **2.4. Gas storage and distribution units**

Gas storage and distribution units are small gas storage and local distribution facilities usually with one or a few vertical storage tanks and very small size pipes (NPS 2 inch or DN 50 and below) of short length connecting these tanks with buildings in which these gases are finally need for industrial processing or medical purpose. Operating (storage) temperature range is usually from  $-200^{\circ}\text{C}$  to  $-50^{\circ}\text{C}$ . These units are normally supplied with gas by the gas producers (see subchapter 2.3), usually the producers own and maintain these gas storage and distribution units.

## **3. Traditional cryogenic thermal insulation materials**

If one takes into account solely declared temperature range (down to  $-165^{\circ}\text{C}$ ) for insulation materials then one may come to conclusion that the number of potentially applicable solutions is relatively high [5]. However, in reality this is not true. Some materials are applicable on industrial pipes only with difficulty, some materials are considered as mechanically weak, some other materials may be considered as too novel and not contained within the project legacy to satisfactory level. In effect there are basically only two materials broadly accepted within project

and corporate insulation specifications as thermal insulation of industrial pipes at cryogenic temperatures: polyisocyanurate/polyurethane (PIR/PUR) and Cellular Glass (CG).

### 3.1. CINI Manual

CINI Manual [6] is considered as strong reference value in project and corporate insulation specifications. CINI is a Dutch technical committee working out instructions regarding selection and application of thermal (and acoustic) insulation materials for industrial pipes and equipment. A collection of these instructions is called CINI Manual, CINI stands for Commissie Isolatie Nederlandse Industrie (Dutch Committee for Industrial Insulation).

Basically there only two thermal insulation materials indicated in CINI Manual as suitable for industrial pipes at cryogenic temperature:

- rigid cellular polyisocyanurate (PIR) or in situ foamed polyurethane (PUR), chapter 2.7.01 and 2.7.02,
- cellular glass (CG), chapter 2.9.01, also rigid material.

Polyisocyanurate and cellular glass insulation material is rigid, manufactured in formed pieces (half-shells / pipe sections) to match the shape of the insulated object. Polyurethane foamed in situ may be considered as semi-rigid insulation, it is also significantly softer than the rigid materials.

Usually for operating temperature as low as  $-165^{\circ}\text{C}$  double or even triple layer configuration is advised or recommended, chapter 5.1.02 and 5.1.03. For rigid PUR contraction / expansion joints are also recommended, chapter 10.2.02. General requirements regarding “LNG / Cryogenic thermal insulation” are defined in chapter 10.2.01.

An example of design of the rigid insulation configuration according to CINI Manual is provided in Figure 1.

### 3.2. Project and corporate insulation specifications

The authors of this paper conducted recently a thorough and exhaustive review of approximately 200 project and corporate insulation specifications. Conclusions drawn from this review allow to indicate that the basic and most common cryogenic thermal insulation proposed in the specification is rigid polyisocyanurate (PIR), with contraction / expansion joints, minimum two layers, vapour barrier aluminium-based foil and butyl-based primary barrier.

Insulation made of cellular glass is also proposed in the specifications; however, less often than the one made of PIR. Other alternative insulation materials like polyurethane (PUR) foamed in situ, flexible elastomeric foam (FEF) or aerogel blanket insulation (AG) are only marginally proposed in the incumbent insulation specifications.

## 4. Service challenges of flanged fittings

### 4.1. Flanged fittings

There is a few types of flanged fittings installed along pipework in an LNG import terminal.

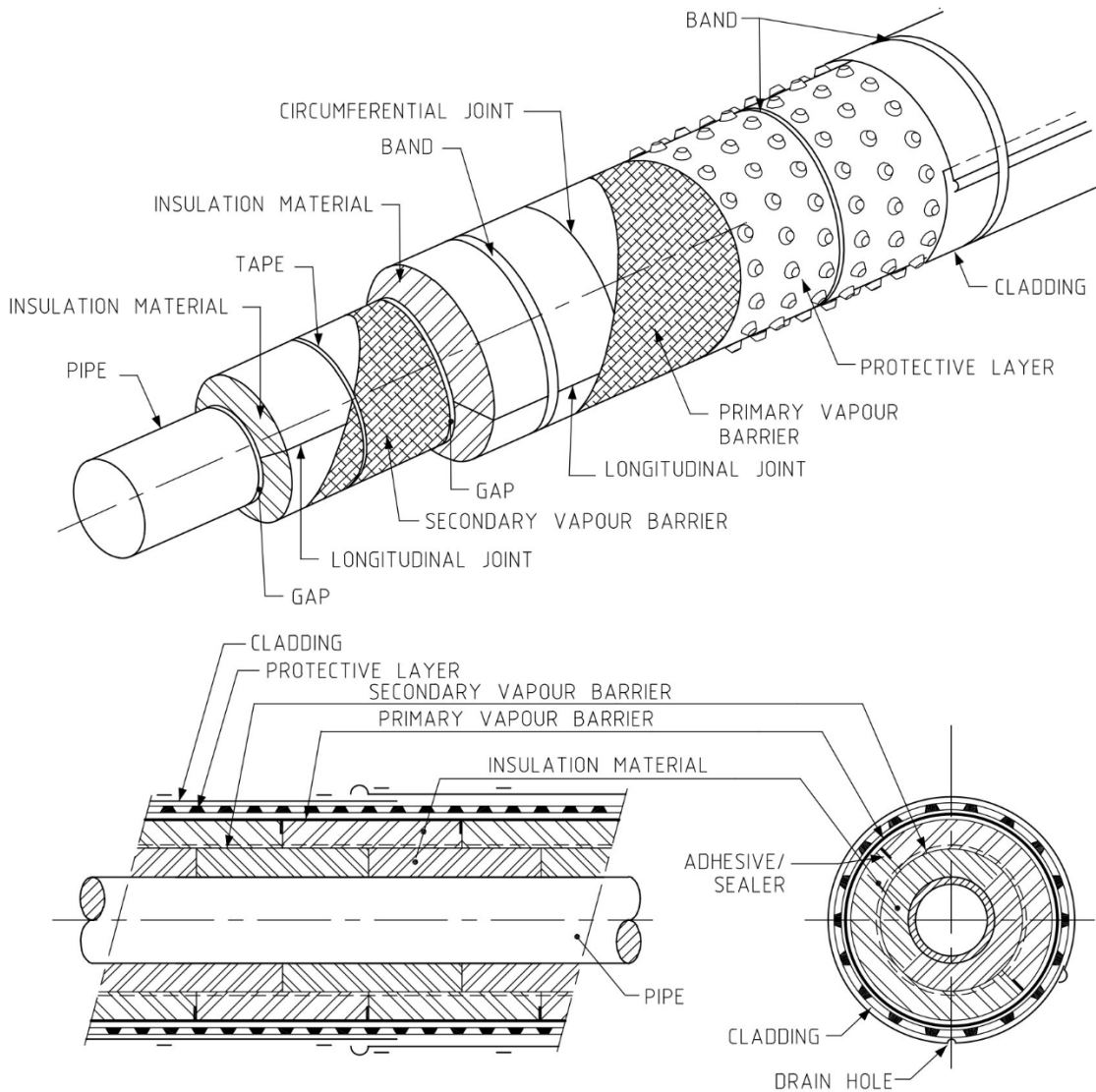
Typical types include, but not limited to:

- valves,
- pumps,
- filters / scrubbers.

The flanged fittings usually need regular service in accordance with manufacturer instructions and/or plant inspection plan. In many cases such service cannot be performed in a place by the pipework where a fitting is located. The fitting needs to be demounted and taken to a plant

workshop for thorough service inspection including replacement of faster degradable parts like washers.

Some flanged fittings do not have to be demounted for each inspection. Nevertheless, insulation installed over a flanged fitting needs to be demounted.



**NOTE**

- 1 MATERIALS AND FINISHING IN ACCORDANCE WITH INSTALLATION INSTRUCTIONS AND CONTRACT.
- 2 IN MULTI LAYER SYSTEMS CIRCUMFERENTIAL AND LONGITUDINAL JOINTS SHALL BE STAGGERED.
- 3 JOINTS IN THE OUTER LAYER TO BE GLUED/SEALED AT THE OUTER HALF.
- 4 SECONDARY VAPOUR BARRIER NOT APPLICABLE FOR CG.
- 5 METAL JACKETING TO BE APPLIED ACCORDING TO CONTRACT

**Figure 1. Cold piping insulation, double layer**

*Source: CINI Manual, chapter 5.1.02 [6]*

#### 4.2. Procedure of insulation demount and reinstallation

In many plants and facilities the inspection and maintenance needs during operational phase have not been taken into consideration during design, construction and commissioning phase. Hence there is no provision for cladding or/and insulation demount over a particular flanged fitting.

The necessary steps to conduct demount and reinstallation of thermal insulation for the first time are the following.

- 4.2.1. The pipe branch is switched off, the flow of the fluid at cryogenic temperature is stopped. Starting from this point in time forward the temperature of the switched off pipe branch is elevating due to heat gain from the ambient environment.
- 4.2.2. Outer cladding (usually a metallic one) is cut out at necessary length, usually to the joint with next section of the cladding. Other left over sharp edges might create a serious safety issue. Such cladding is normally non-applicable second time. A new one will need to be fabricated.
- 4.2.3. Insulation layers are removed including all foils. It is often the case that due to irregularity of shape and contours of a flanged fitting it was insulated with PUR foamed in situ whereas straight pipes and elbows were insulated with rigid insulation like PIR or PUR in sections. In some plants PUR foamed in situ continues along the pipe with no clear end or an interface to rigid PIR far away from the flanged fitting in question. In such case the PUR insulation must be cut off with a knife or a saw. An example of a valve exposed after the incumbent PUR insulation has been cut off is illustrated in Figure 2, clearly visible is the irregular shape of the edge of the PUR insulation.
- 4.2.4. Once the incumbent insulation has been demounted and removed, the flanged fitting may be serviced according to the plan either in its location or after having been removed and taken to a workshop for the service or repair. In the first case one must wait approximately 12 to 24 hours for temperature of the body of the flanged fitting to be elevated to the acceptable level close to the local and present ambient temperature (see Figure 2).



Figure 2. A valve exposed after the incumbent PUR insulation has been cut off  
*Source: Armacell Energy, own photography*

- 4.2.5. The final step is to apply thermal insulation and outer cladding. Usually the incumbent PUR/PIR insulation is not fit for reuse after having been removed, the same with the cladding. Ideal case is to use new insulation in layers and specially fabricated removable cladding. This will save much time and effort with any next need of access to the flanged

fitting in future, usually after a few years. Details of possible solution based on flexible elastomeric foam (FEF) are presented in the next chapter.

## **5. Insulation replacement and/or repair**

### **5.1. Forming the edges of the incumbent insulation**

The incumbent PUR/PIR insulation over a flanged fitting needs to be cut off to make the access to the flanged fitting available. Then the edges of the PUR/PIR insulation need to be formed into ‘steps’ (staggered layering) to allow vertical and horizontal adhesion of the connecting FEF layers. Usually a number of three ‘steps’ is considered sufficient. If the total thickness of the incumbent PUR/PIR insulation is rather small (below 100 mm) then just two ‘steps’ may be considered sufficient for practical reasons.

The effort should be taken to keep the thickness size of the ‘steps’ as matching the typical thickness of FEF insulation, e.g. one ‘step’ of 50 mm thickness accommodates 2 x 25 mm FEF thickness. However, what looks obvious in design is not always easily achievable in practical approach. Due to the nature of rigid or semi-rigid structure of PUR/PIR it is not easy to cut out precisely dimensioned ‘steps’ in that brittle material, usually precision of +/- 5 mm may be considered satisfactory, especially in locations with limited access.

### **5.2. Securing the edges of the incumbent insulation**

It is of utmost importance to ensure continuity of cryogenic thermal insulation over the pipework including the serviced flanged fitting in sequence: pipe - flanged fitting - pipe. Insulation should be applied or re-applied in such way that there is no gap within its structure. Any gap, insulation joint or seam failure, break within the structure of the insulation material or any kind of insulation discontinuity in any shape or form will certainly lead to condensation, icing and further damage of the insulation system in medium and long term.

Therefore, it remains crucial to ensure connecting joint between PUR/PIR and FEF is applied in tight way and will remain so. This is especially important since the two materials belong to two different kinds and typically none of their manufacturers offers any standard technique of connecting joint to other materials even of the same kind, not to mention the other one. Each and every manufacturer provides standards application manuals only for their own portfolio of products.

Normally, the surface of PUR/PIR, especially after cut-off is unstable, brittle and dusty. It is impossible to execute standard adhesion technique directly to such surface. The surface must be prepared first in order to make it stronger, free of dust and ready for the application of adhesive. This step may be executed in different ways, typical is application of special thick coating strengthened with glass-fibre scrim embedded in it. This coating needs usually some time for curing (drying and solidifying) which may be accelerated e.g. with hot air in case of narrow time window for repair. Important is to decide for some sort of mock-up test in order to verify this and also the next installation steps in practice.

Some illustrative details of the preparation technique are explained in Figure 3.

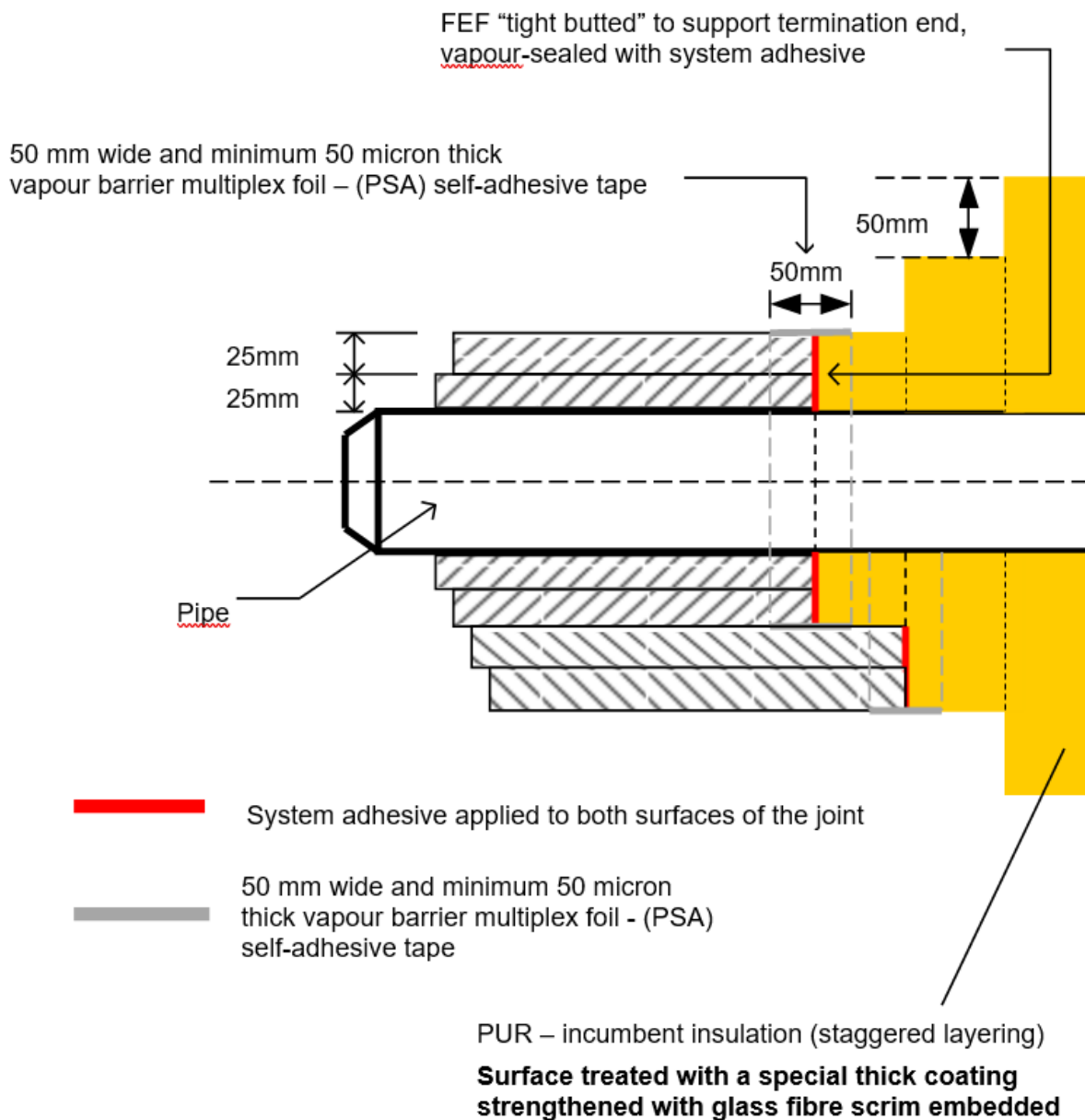


Figure 3. Application of FEF to PUR cut-out in staggered layering  
 Source: Armacell Energy, own drawings

### 5.3. Application of FEF insulation layers

The FEF layers are applied onto the body of the flanged fitting basically in a standard way, i.e. first the body is covered with pieces of FEF to obtain a regular (cylindrical) shape and contour. Depending on the complexity of the shape of the body it may be difficult to leave absolutely no air cavities in between the layers at each and every point. What is important is to keep continuity of the layers with no gaps within each layer.

Once the first regular shape of the FEF insulation has been achieved then it is recommended to apply multiplex aluminium foil of minimum thickness 0.05 mm in order to strengthen the first FEF layer of regular shape.

Next FEF layers of typically 25 mm thickness are applied with all-over adhesion. These layers are also adhered to the PUR/PIR terminations previously prepared as explained in the subchapter 5.2.

Once the penultimate FEF layer have been applied it is also recommended to apply either multiplex aluminium foil of minimum thickness 0.05 mm or butyl-faced aluminium foil of approximate thickness 1.0 mm. This in order to reduce the rate of water vapour transmission into the FEF insulation structure.

The final FEF layer may be chosen to be reduced thickness of e.g. 13 mm to accommodate screws of the metal cladding, if applied.

Application of FEF is illustrated in Figure 4.

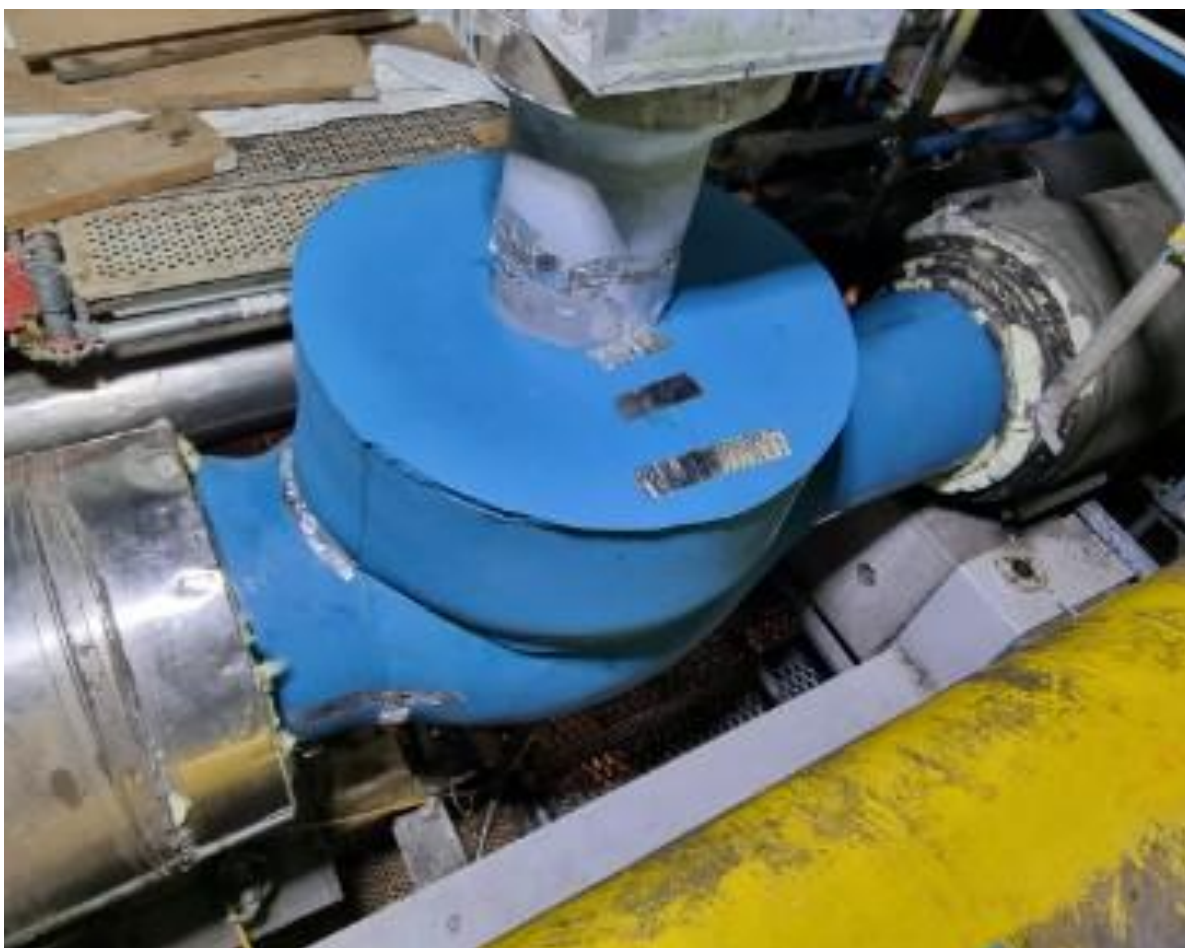


Figure 4. Application of FEF to PUR cut-out in staggered layering

*Source: Armacell Energy, own photography*

#### 5.4. Application of metal cladding

The metal cladding may be applied as removable metallic box enclosure fixed and secured with banding and release clips. Screws are rather rarely applied to such box, only if there is strong reason for this. Rivets are basically not applied in such solution. The removable metallic box enclosure should accommodate the installed FEF insulation with ideally no air gaps in-between. A practical solution is often to cushion the enclosure inside with e.g. 13 mm low density FEF (spot-adhered or well fitted under linear compression) to be slightly radially compressed over the last installed FEF layer and thus avoid any air gaps in-between.

The removable metallic box enclosure shall rest and fit tightly around the cladding over the connecting pipe branch. So called landing collars may be fabricated from a rubber or vinyl sheet metal to accommodate tighter fit.

### 5.5. Consideration for a thin aerogel insulation blanket layer under the first FEF layer

FEF insulation is normally adhered to the surface of a flanged fitting, especially the one of large size. This of course can make a problem with a service of such a flanged fitting if it needs to be demounted and serviced at the workshop. Once adhered FEF insulation is not easily detachable, one would need to use mechanical tools and solvent-based cleaners. In order to avoid such unnecessary nuisance for regularly serviced flanged fittings it may be decided to optionally apply a thin, typically 5 mm, aerogel insulation blanket directly over the surface of the flanged fitting.

The aerogel insulation blanket in question should be the one applicable for cryogenic temperatures, ideally conforming to ASTM C1728 standard [7], Type I, Grade 1, Category B (I-1B). Such blankets are provided with factory applied multiplex aluminium foil on top. This solution enables to apply the pieces cut out of the blanket directly onto the surface of the flanged fitting without any adhesion and then to fix and secure them with self-adhesive aluminium pressure sensitive tape (PSA tape). Then the first FEF insulation layer is directly adhered to the surface of the aluminium foil of the blanket.

## 6. Acoustic and thermal-acoustic insulation for industrial pipes within cryogenic temperature range

Acoustic and thermal-acoustic insulation systems are usually applied in LNG liquefaction plants (export terminals) to limit noise emission from industrial pipes and to minimise environmental noise pollution for workers and wildlife.

### 6.1. Traditional approach

Traditional approach regarding acoustic insulation for industrial pipes with cryogenic operating temperature range is to apply first insulation with thermal credit, typically a rigid material like PUR/PIR or CG (cellular glass). Then, separately, insulation with acoustic credit is applied. Usually it is mineral wool with heavy mass loaded vinyl (MLV) or bitumen based barriers on top. The rule is simple: thermal insulation comes first on the pipe and then the acoustic one.

One disadvantage of this approach is that once the outer metal cladding or/and MLV barrier is damaged then the open cell structure of mineral wool is easily penetrated with water vapour condensing within this material and leading to corrosion and weight increase.

Another disadvantage is that the insulation layers are specified, in separate categories including also thickness calculation: with only thermal or only acoustic credit.

### 6.2. Thermal-acoustic insulation systems

A new approach are combined thermal-acoustic insulation systems in which the layers in principle “responsible” for acoustic de-coupling (isolation) or absorption (dissipation) of noise energy are considered as also providing thermal credit. Only MLV barriers which are “responsible” for blocking and re-directing noise energy towards pipe surface are the components of the system with purely acoustic credit. This allows for total thickness reduction due to double credit of some layer. If additional thermal insulation is needed to ensure heat or cold conservation or required interface temperature level, then these layers can be applied under the thermal-acoustic insulation system.

The thermal-acoustic insulation systems are based e.g. on FEF (including open cell structure absorption layer) and aerogel. Normally they are completed with MLV barriers on top and in some cases also in the middle. Usually pre-engineered layer configuration is provided meeting the requirements of defined classes (A, B, C & D) in accordance with the standard ISO 15665 [8].

## 7. Conclusion

There is practical and relatively easy-to-accomplish repair and replacement method for insulation over flanged fittings in pipework operating at cryogenic temperature range, e.g. in LNG import terminals. These methods are especially applicable for the flanged fittings in need of regular service. The easy replaceable insulation systems are based on FEF (flexible elastomeric foam) with optional aerogel insulation blanket under the first layer. The terminations of the incumbent PUR/PIR insulation must be specially prepared in order to secure the required tightness.

There are thermal-acoustic insulation systems to be considered for pipes and flanged fittings with high noise emission. This new approach of combined thermal-acoustic insulation allows to reduce total insulation thickness and minimise the risk of corrosion under insulation (CUI).

### Literature:

1. GIIGNL - Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (International Group of Liquefied Natural Gas Importers). Annual Reports - [www.giignl.org](http://www.giignl.org)
2. Global LNG Info Database - [www.globalnginfo.com](http://www.globalnginfo.com)
3. Center for LNG - [www.lngfacts.org](http://www.lngfacts.org)
4. ISO 16903 “Petroleum and natural gas industries - Characteristics of LNG, influencing the design, and material selection”
5. Bahadori A. Thermal Insulation Handbook for the Oil, Gas, and Petrochemical Industries. Gulf Professional Publishing; 2014
6. CINI Manual - Commissie Isolatie Nederlandse Industrie (Dutch Committee for Industrial Insulation) - [www.cini.eu](http://www.cini.eu)
7. ASTM C1728 “Standard Specification for Flexible Aerogel Insulation”
8. ISO 15665 “Standard Specification for Flexible Aerogel Insulation”

# **Development and qualification of hydrogen transport and storage infrastructure in Algeria: assessment of existing pipelines and advanced composite materials with hydrogen barrier liners**

**Omar Bouledroua**

Sonatrach, Boumerdès, Algeria

## **Abstract**

Gas infrastructures are a key component for establishing the hydrogen economy. In this context, Algeria launched an ambitious strategy to develop its hydrogen economy with a vision consisting of exporting hydrogen to Europe using existing pipelines for transport and exploring high-volume storage solutions. This vision is reinforced by international partnership efforts involving Tunisia, Italy, Austria, and Germany, contributing to the emergence of Mediterranean hydrogen corridors (e.g., SouthH2 Corridor).

This presentation provides an overview of two major ongoing projects within SONATRACH. The first focuses on the assessment and qualification of existing natural gas pipelines for hydrogen service in accordance with ASME B31.12. The study includes evaluating the integrity of API 5L steel pipelines, hydrogen-induced degradation mechanisms (embrittlement, cracking), and the qualification of locally manufactured pipelines designed to meet hydrogen transport requirements. The second project addresses the development and qualification of an innovative composite material reinforced with a high-performance HDPE (High-Density Polyethylene) liner, which acts as a barrier against hydrogen permeation for high-pressure pipeline transport and storage applications. This new technology aims to improve safety, mitigate leakage risks, and offer a competitive alternative for future hydrogen pipeline and storage systems.

Preliminary results highlight the significant potential for upgrading existing infrastructure for transport while introducing hybrid solutions that combine steel and advanced composite technologies for transport and large-scale storage solutions. This dual approach supports Algeria's national roadmap for deploying hydrogen transport and storage, and contributes to the broader energy transition in the Mediterranean region.

**Keywords:** composite materials, hydrogen barrier liner, hydrogen embrittlement, hydrogen transport, pipeline qualification

## **1. Introduction**

The global transition toward low-carbon energy systems has accelerated the development of hydrogen as a strategic energy carrier capable of supporting deep decarbonization in several industrial sectors. As hydrogen demand is expected to increase significantly in the coming decades, the development of reliable and cost-effective infrastructures for its transport and storage has become a major technical and economic challenge. Among the available solutions, pipeline transport remains one of the most efficient options for large-scale hydrogen delivery over long distances.

In this context, numerous countries are actively investigating the repurposing of existing natural gas infrastructure for hydrogen transport, with the aim of minimizing capital expenditures and accelerating the transition toward a hydrogen-based energy system. However, compared to natural gas, hydrogen poses distinct technical challenges, particularly in terms of material compatibility, susceptibility to hydrogen embrittlement, increased permeation, and the overall integrity of pipeline systems operating under high-pressure conditions.

Consequently, the qualification and adaptation of existing pipeline networks necessitate comprehensive technical assessments, supported by the development of advanced engineering

solutions. In the literature, several studies have addressed material compatibility issues—especially hydrogen embrittlement in API 5L pipeline steels [1–12]—as well as the integrity and reliability of hydrogen transmission through pipeline systems [13–19].

Within this framework, Algeria is positioning itself as a key future supplier of hydrogen to the Europe due to its strategic geographical location, its extensive natural gas pipeline infrastructure, and its significant renewable energy potential. Several international initiatives aim to establish hydrogen corridors linking North Africa to Europe, including the SouthH2 Corridor [20], which involves cooperation between Algeria, Tunisia, Italy, Austria, and Germany.

A techno-economic report published in September 2023 by KBR [21] evaluated different potential hydrogen supply pathways to Europe. The study highlights Algeria as one of the most promising sources of hydrogen supply for the European market. According to this report, hydrogen exports from Algeria could reach approximately 250,000 tons per year by 2030, 1 million tons per year by 2040, and up to 10 million tons per year by 2050, confirming the strategic importance of Algerian infrastructure and resources in supporting the future European hydrogen market.



Figure 1. Pathways for importing low-carbon hydrogen to Europe [21].

To support this strategic vision, SONATRACH has launched several research and development projects dedicated to hydrogen transport and storage technologies. These projects aim to evaluate the feasibility of converting existing gas pipelines for hydrogen service while also developing innovative materials and systems capable of ensuring safe and efficient hydrogen transport and storage.

The present work provides an overview of two ongoing research projects conducted at SONATRACH Research & Development Direction. The first project focuses on the integrity assessment and qualification of existing API 5L steel pipelines for hydrogen transport according to the requirements of the ASME B31.12 [22]. The second project investigates the development of a composite material system reinforced with a high-performance HDPE liner designed to act as an effective barrier against hydrogen permeation in high-pressure pipeline and storage applications.

## 2. Qualification of API 5L pipelines for hydrogen transport according to ASME B31.12

Hydrogen pipeline transport dates back to 1938, with one of the earliest examples in Germany. A 240 km pipeline connecting the Rhine and Ruhr industrial regions was built using 250–300 mm diameter standard steel pipes and operated at pressures between 20 and 210 bar [23], demonstrating the feasibility of long-distance hydrogen transport.

Currently, more than 4,500 km of hydrogen pipelines are installed worldwide, forming a key infrastructure for industries requiring large quantities of hydrogen [24].

Several research projects have investigated hydrogen injection into natural gas transmission and distribution networks, as well as the transport of pure hydrogen. These studies focus on the use of existing infrastructure, new metallic and non-metallic materials, and innovative coatings to ensure safe and efficient hydrogen transport. Examples include:

**NATURALHY.** The NATURALHY project [25], funded by the European Commission under the 6th Framework Programme and launched in 2004 with more than 39 partners (including Gasunie, E.ON Ruhrgas, and Gaz de France), demonstrated that up to 20% hydrogen can be blended into natural gas networks without major modifications. It also highlighted the need for improved leak detection and safety protocols.

- **DNV studies.** DNV evaluated several existing natural gas networks, including API 5L X70 steel pipelines, for hydrogen transport. The results indicated that high-quality existing pipelines can be suitable for hydrogen service [26].
- **mosaHYc.** The mosaHYc project [27], led by GRTgaz, ENGIE, and CREOS, aims to convert 70 km of existing gas infrastructure for hydrogen transport, with commissioning planned for 2027. Feasibility studies started in 2021.
- **HyWay 27.** The HyWay 27 project [28], involving OGE, Gasunie, and Fluxys, plans to repurpose about 5,600 km of natural gas pipelines in Germany, Belgium, and the Netherlands for hydrogen transport by 2030. Studies indicate that reusing existing gas networks is more cost-effective than building new hydrogen pipelines.

Since the publication of ASME B31.12 in 2019 [22], several manufacturers of API 5L pipelines [29] have qualified their production according to its requirements to ensure safe and reliable hydrogen transport at high pressure. Examples include:

- **Corinth Pipeworks (CPW).** In 2020, CPW qualified API 5L X60 pipelines according to ASME B31.12 and supplied 440 km of pipes for the SNAM project in Italy, a 26-inch pipeline designed to transport up to 100% hydrogen [30].
- **EUROPIPE.** The German company qualified API 5L X65 and X70 pipelines under ASME B31.12 and developed an internal epoxy coating acting as a hydrogen diffusion barrier, allowing pure hydrogen transport at pressures up to 100 bar [31].
- **Vallourec.** The French manufacturer qualified several welded and seamless pipe grades according to ASME B31.12, including strict toughness requirements after high-pressure hydrogen exposure (55 MPa·m<sup>0.5</sup> minimum toughness) [32].

Integrating the requirements of ASME B31.12 improves pipeline reliability under demanding operating conditions by addressing hydrogen embrittlement and enhancing the long-term integrity of high-pressure hydrogen transport infrastructure.

### 3. Overview of ASME B31.12 Standards for Hydrogen Transport

The ASME B31.12 standard [22], dedicated to hydrogen transport, provides specific guidelines for the design, construction, inspection, and maintenance of piping systems transporting gaseous or liquid hydrogen. First published in 2008 and regularly updated, the standard addresses the technical and safety challenges associated with the particular properties of hydrogen, such as its low volumetric energy density and its tendency to cause material embrittlement.

Table 1 presents the list of materials compatible with hydrogen service. It can be observed that carbon steel is considered acceptable for the transport of gaseous hydrogen according to the ASME B31.12 standard [22].

Table 1. Materials compatible with hydrogen service [22]

Material	Form of hydrogen		Notes
	Gas	Liquid	
Aluminum and aluminum alloys	Acceptable	Acceptable	...
Austenitic stainless steels with greater than 7% nickel (e.g., 304, 304L, 308, 316, 321, 347)	Acceptable	Acceptable	Beware of martensitic conversion at low temperature if stressed above yield point
Carbon steels	Acceptable	Not acceptable	Too brittle for cryogenic service
Copper and copper alloys (e.g., brass, bronze, and copper-nickel)	Acceptable	Acceptable	...
Gray, ductile, or cast iron	Not acceptable	Not acceptable	Not permitted for hydrogen service
Low-alloy steels	Acceptable	Not acceptable	Too brittle for cryogenic service
Nickel and nickel alloys (e.g., Inconel and Monel)	Not acceptable	Acceptable	Beware of susceptibility to hydrogen embrittlement
Nickel steels (e.g., 2.25%, 3.5%, 5%, and 9% Ni)	Not acceptable	Not acceptable	Beware of ductility loss
Titanium and titanium alloys	Acceptable	Acceptable	...

According to Article PL-3.7.1 of the ASME B31.12 [22], related to the design pressure calculation, a new safety factor ( $H_f$ ) has been introduced into the Barlow formula. According to Table 2, it can be observed that as the steel grade increases, the  $H_f$  factor decreases. Similarly, an increase in the design pressure leads to a reduction in the  $H_f$  factor, making materials more susceptible to hydrogen embrittlement.

Table 2. Carbon steel pipeline materials performance factor,  $H_f$  [22]

Specified Min. Strength, ksi		System Design Pressure, psig						
Tensile	Yield	<1000	2000	2200	2400	2600	2800	3000
66 and under	<52	1.0	1.0	0.954	0.910	0.880	0.840	0.780
Over 66 through 75	<60	0.874	0.874	0.834	0.796	0.770	0.734	0.682
Over 75 through 82	<70	0.776	0.776	0.742	0.706	0.684	0.652	0.606
Over 82 through 90	<80	0.694	0.694	0.622	0.632	0.610	0.584	0.542

#### 4. Pipeline qualification procedure according to ASME B31.12

The qualification procedure for pipelines intended for hydrogen transport is based on the standards ASME B31.12 [22] and ASME BPVC, Section VIII, Division 3 [33]. In this section, the qualification procedure described in ASME B31.12 [22] is based on two main options: Option A and Option B.

- **Option A:** Qualification through mechanical testing and experimental evaluations to demonstrate the resistance of materials under specific operating conditions such as pressure, temperature, and hydrogen exposure.
- **Option B:** Qualification based on theoretical analyses and calculations, supported by test data or research results on similar materials, thereby reducing the need for extensive experimental testing.

Both options provide flexibility in selecting the qualification method depending on project requirements and the safety and performance criteria defined by ASME.

## 5. Qualification According to Option B – Performance-Based Design Method

### 5.1. Material qualification

The pipe and weld materials must be qualified to resist fracture in a hydrogen environment under pressure and at ambient temperature. For this purpose:

- Three heats of the material must be tested.
- Hydrogen fracture toughness tests (KIH) must be conducted on the thickest sections after heat treatment.
- Specimens must be taken from the base metal, weld metal, and heat-affected zone (HAZ) using the same welding procedure specification (WPS) used for pipe fabrication.
- Any change in the welding procedure requires new testing.

### 5.2. Data reuse

Qualification under Option B may be extended to other pipes manufactured under specific conditions:

- Similar specification: Pipes must have similar specifications and chemical composition.
- Heat treatment procedure: Must be identical to that used during qualification testing.
- Mechanical properties: The tensile strength and yield strength of the new pipes must not exceed those of the qualified material by more than 5%.
- Welding procedure (WPS): The same welding procedure must be used.
- Hydrogen fracture toughness (KIH) must be determined according to KD-1040. The KIH value must not be less than  $50 \text{ ksi} \cdot \text{in}^{0.5}$ .
- Maximum phosphorus content: 0.015 wt.%.
- Compliance with API 5L, PSL 2.
- Maximum ultimate tensile strength: 110 ksi (for both pipe and weld metal).
- Maximum specified yield strength: 80 ksi.

To determine hydrogen fracture toughness (KIH), a mechanical test must be performed on a CT specimen (pre-cracked compact tension specimen) in accordance with ASTM E1681 [34].

The CT specimen is first fatigue pre-cracked using a dynamic testing machine. Subsequently, the pre-cracked specimen is subjected to stress in a gaseous hydrogen environment. The tests must be carried out according to the applicable provisions of ASTM E1681 [34] as well as the additional requirements specified in Article KD-10 of ASME BPVC, Section VIII, Division 3.

## 6. Challenges in the qualification of API 5L Pipelines for Hydrogen Transport

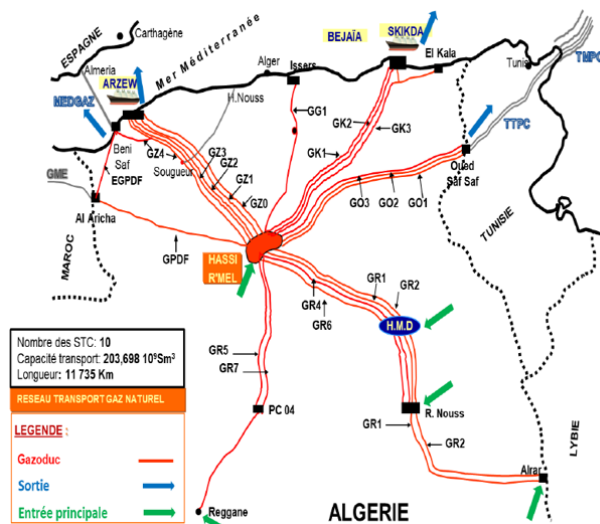
Hydrogen transport through existing API 5L pipelines [29] presents several technical and regulatory challenges. This study examines these challenges by focusing on the qualification of pipelines and pipe manufacturing processes based on the Option B qualification procedure, a performance-based design method as defined in the relevant articles. These challenges involve material properties, welding procedures, and the testing requirements necessary to ensure the safety and durability of pipelines intended for hydrogen transport.

### 6.1. Qualification of existing API 5L Pipelines

The main challenge in qualifying existing pipelines lies in their limited design pressure, typically around 70 bar. Most pipelines are manufactured from API 5L X70, which requires the application of a safety factor  $H_f = 0.776$  (see Table 4.2), reducing the allowable operating pressure to approximately 55 bar. This pressure level is relatively low for hydrogen transport, as hydrogen is a low-density gas that generally requires operating pressures above 100 bar to ensure efficient transmission.

In comparison, European gas transmission pipelines typically operate at maximum service pressures (PMS) ranging between 70 and 94 bar, with several networks designed to operate above 100 bar. This highlights that even under conventional natural gas service, higher pressure levels are commonly achieved, whereas the reduction in allowable pressure for hydrogen service significantly impacts the transport capacity.

Consequently, this limitation makes the qualification of existing pipelines for hydrogen transport particularly complex and necessitates the development of appropriate technical solutions, including material reassessment, pressure derating strategies, and potential infrastructure adaptation.



**SONATRACH Transmission Natural Gas Infrastructures :**

- 23 pipelines of 11 018 km (Grade API 5L X60 & X70)
- 34 Compression Stations Equipped with 121 Turbo Compressors

Figure 2. Existing Gazoduc Transport Infrastructure within the Algeria [35]

Furthermore, according to the qualification procedure described in Section 5, destructive tests must be conducted on three heats from different coils, taken from the thickest sections of each heat. Test specimens must be extracted from the base metal, weld metal, and the heat-affected zone (HAZ), requiring specific sampling for each region.

In case of any modification to the welding procedure, new qualification tests must be performed to validate the material properties [Article PL-3.7.1 (b) (2) (-a) (2) (-a) (-1) and Article KD-1022 (a)].

Since the existing pipelines originate from multiple manufacturers, with different thicknesses, grades (API 5L X70 and X60), and welding procedures, multiple qualification tests are required, leading to significant costs. In addition, according to non-mandatory Appendix A-2.1 of ASME B31.12 [22], the susceptibility to hydrogen embrittlement increases with the mechanical strength of the material. Experimental data show an inverse correlation between yield strength and KIH toughness: the higher the yield strength of the steel, the lower the KIH value, increasing the risk of cracking in service.

In this context, the existing infrastructure is mainly composed of API 5L X70 steel pipes, with a smaller proportion of X60 (see Figure 2). Due to the higher sensitivity of API 5L X70 to hydrogen embrittlement, its qualification according to the KIH requirements of ASME B31.12 [22] presents a significant risk of non-compliance, particularly if the mechanical properties have evolved over time or if material traceability is incomplete.

The possibility of reusing qualification data for existing pipelines is a key aspect. According to the standards, qualification results obtained for a specific pipe type may be extended to other pipes provided that strict criteria are met. These include identical specifications and

manufacturing processes, and the yield strength of the material must not vary by more than 5% compared with the qualified material. This approach simplifies qualification for new pipe batches produced under similar specifications. However, any modification in welding procedure or heat treatment requires a new qualification [Article PL-3.7.1 (b) (2) (-a) (-3) and Article KD-1022 (b)].

## 6.2. Qualification of locally manufactured API 5L Pipelines

Within the framework of the qualification project for locally manufactured API 5L pipelines [29], two national companies were involved: ANABIB and TSS-SIDER, two Algerian companies specializing respectively in the production of spiral welded pipes and seamless pipes.

Each pipe type requires a qualification procedure compliant with the ASME B31.12 standard [29], with distinct testing protocols. For welded pipes, the number of required tests is three times higher than for seamless pipes, resulting in significantly higher laboratory qualification costs.

### 6.2.1. Limitations and dependencies of welded pipes

The production of welded pipes strongly depends on steel coils, which are mainly imported. This dependence on foreign suppliers introduces several risks:

- Potential monopolistic situations
- Price fluctuations, supply shortages, and longer delivery times
- In the event of a change in coil supplier, a new pipe qualification may be required.

### 6.2.2. Advantages of seamless pipes

In contrast, the manufacturing of seamless pipes is entirely carried out locally, offering several important advantages:

- Independence from imports, allowing better control of costs and delivery times
- Greater production stability due to a more reliable local supply chain
- Reduced logistical risks and improved quality control.

However, seamless pipes are currently limited in size, with a maximum diameter of 12 inches and a maximum thickness of 12 mm, whereas welded pipes offer a wider range of dimensions.

## 7. Design of a new composite pipeline with a liner barrier layer against hydrogen permeation

In this section, a novel composite pipeline concept based on Glass Reinforced Plastic (GRP) with an internal liner is presented. The internal liner, made of high-density polyethylene (HDPE), is specifically designed to act as an effective barrier against hydrogen permeation. The external composite structure ensures the required mechanical strength to withstand high internal pressures and operational loads (Figure 3).

The tested specimens were manufactured in three nominal diameters: DN80, DN100, and DN150. The HDPE liner thickness ranged from 4.7 mm to 9.1 mm, while the composite layer thickness varied between 5 mm and 10 mm, depending on the pipe diameter and design pressure requirements.

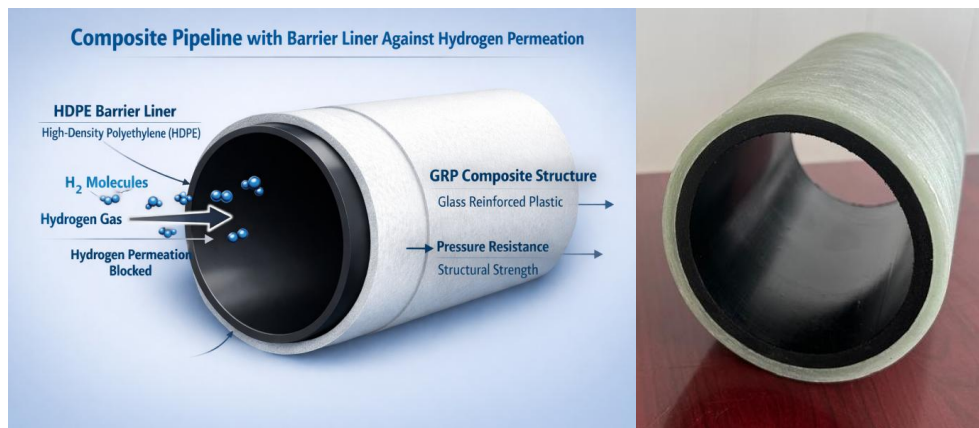


Figure 3. Illustrates the composite pipe configuration with the HDPE liner

To evaluate the structural integrity and pressure resistance of the proposed design, a series of burst and hydrostatic tests were conducted. Burst tests performed on GRP composite specimens without an internal liner resulted in failure pressures ranging between 180 and 220 bar, with a maximum recorded burst pressure of 220 bar.

In contrast, composite specimens equipped with the HDPE liner (Figure 4) were subjected to hydrostatic pressure testing. During these tests, the pipes successfully withstood pressures exceeding 500 bar without any signs of rupture, leakage, or permanent deformation. These results demonstrate the significant contribution of the HDPE liner in enhancing the overall performance, as well as the reliability and durability of the composite pipeline system under high-pressure conditions.



Figure 4. Pipe specimens under testing

Regarding the end-to-end assembly process, the joining procedure begins with the welding of the HDPE liner using heat fusion techniques. This method ensures high-quality sealing and long-term integrity of the internal barrier. Subsequently, composite tape winding is applied externally over the joint area to restore the structural continuity and guarantee the mechanical performance of the pipeline.

## 7. Conclusion

Hydrogen is increasingly recognized as a key energy vector to support the transition toward cleaner and more sustainable energy. However, its transport presents significant technical and safety challenges, particularly when adapting existing infrastructure—such as API 5L steel pipelines—to its specific characteristics. Qualification of these pipelines according to ASME B31.12 is a critical lever to ensure reliability and safety in hydrogen service.

Our work highlights that, although industrial players such as Corinth Pipeworks, EUROPIPE, and Vallourec have already undertaken qualification efforts in line with ASME B31.12, the project to qualify locally produced API 5L pipelines, led by ANABIB, TSS-SIDER, and SONATRACH, represents a strategic step toward greater industrial autonomy and enhanced infrastructure security in Algeria.

Integrating hydrogen into existing transport networks therefore requires a structured approach combining technological innovation, standardization, and collaboration between public and private stakeholders. With sustained efforts, Algeria can play a leading role in the emerging hydrogen economy by ensuring safe, reliable, and economically viable transport.

Qualification of API 5L pipelines for hydrogen transport remains a multidimensional challenge—technical, economic, and regulatory. The current infrastructure, mostly composed of X70 steel pipes, shows limitations in terms of maximum operating pressure and susceptibility to embrittlement, making adaptation complex. The diversity of suppliers, metallurgical grades, and welding procedures further increases uncertainties, necessitating extensive testing to meet the stringent requirements of ASME B31.12.

At the same time, the production of seamless pipes offers promising prospects, particularly to strengthen industrial sovereignty, even though efforts are still required to expand the available size range.

In parallel, the development of a new composite pipeline with an internal HDPE liner provides an effective solution for future hydrogen transport. The liner serves as a barrier against hydrogen permeation, while the composite external layer ensures structural integrity under high pressure. This approach offers a complementary pathway alongside the adaptation of existing steel pipelines, combining enhanced safety, durability, and flexibility to support the future hydrogen economy in Algeria.

## Literature:

1. Nazar, S., Lipiec, S. & Proverbio, E. FEM modelling of hydrogen embrittlement in API 5L X65 steel for safe hydrogen transportation. *J Mater. Sci: Mater Eng.* 20, 9 (2025).  
<https://doi.org/10.1186/s40712-025-00221-y>
2. Freitas, B. B., Costa, L. R. O., Santos, T. D., & Santos, D. D. (2023). Effects of hydrogen in stress triaxiality of API 5L X70 steel. *Materials Research*, 26, e20230111.  
<https://doi.org/10.1590/1980-5373-MR-2023-0111>
3. Elazzizi, A., Meliani, M. H., Khelil, A., Pluvinage, G., & Matvienko, Y. G. (2015). The master failure curve of pipe steels and crack paths in connection with hydrogen embrittlement. *international journal of hydrogen energy*, 40(5), 2295-2302.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.040>

4. Bouledroua, O., Zelmati, D., Hafsi, Z., & Djukic, M. B. (2024). Hydrogen embrittlement effects on remaining life and fatigue crack growth rate in API 5L X52 steel pipelines under cyclic pressure loading. *Engineering Failure Analysis*, 166, 108917. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108917>
5. Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I., Tsyrlunyk, O.T. et al. Assessing Hydrogen Embrittlement of Gas Pipeline Steels Using Fracture Mechanics Approaches. *Int Appl Mech* 61, 207–211 (2025). <https://doi.org/10.1007/s10778-025-01346-5>
6. Bellahcene, T., Capelle, J., Aberkane, M., & Azari, Z. (2012). Effect of hydrogen on mechanical properties of pipeline API 5L X70 steel. *Applied Mechanics and Materials*, 146, 213-225. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.146.213>
7. Teeter, L., Rozman, K., Belarbi, Z., & Dogan, O. (2022, October). Investigation of the Hydrogen Ingress and Embrittlement Induced By Corrosion of API 5L Natural Gas Pipeline Steels. In *Electrochemical Society Meeting Abstracts 242* (No. 10, pp. 698-698). The Electrochemical Society, Inc. <https://doi.org/10.1149/MA2022-0210698mtgabs>
8. Teeter, L., Rozman, K., Belarbi, Z., & Doğan, Ö. (2024, March). Investigation of the Hydrogen Embrittlement of API 5L Natural Gas Pipeline Steels. In *CONFERENCE 2024* (pp. 1-11). Association for Materials Protection and Performance. <https://doi.org/10.5006/C2024-20922>
9. Silva, S. C., Silva, A. B., & Gomes, J. P. (2021). Hydrogen embrittlement of API 5L X65 pipeline steel in CO<sub>2</sub> containing low H<sub>2</sub>S concentration environment. *Engineering Failure Analysis*, 120, 105081. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.105081>
10. Li, T., Zhang, H., Hu, W., Li, K., Wang, Y., & Lin, Y. (2025). Hydrogen Embrittlement Behavior and Applicability of X52 Steel in Pure Hydrogen Pipelines. *Materials*, 18(14), 3417. <https://doi.org/10.3390/ma18143417>
11. Recanzone, F. A., Scaglione, F., Catalano, F., Spotorno, R., Palombo, M., De Marco, M., ... & Baricco, M. (2025). Investigation of hydrogen embrittlement of an API 5 L X52 pipeline through potentiostatic charging. *Corrosion Science*, 113251. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2025.113251>
12. Carreira, L. F. S. B., Timoteo, F. F., Duda, F. P., & Huespe, A. E. (2025). Impact of hydrogen–natural gas blend ratios on crack growth in pipeline steel API 5L X65: A phase-field approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 188, 151999. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.151999>
13. Boukortt, H., Amara, M., Meliani, M. H., Bouledroua, O., Muthanna, B. G. N., Suleiman, R. K., ... & Pluvinage, G. (2018). Hydrogen embrittlement effect on the structural integrity of API 5L X52 steel pipeline. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(42), 19615-19624. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.149>
14. Bouledroua, O., Hafsi, Z., Djukic, M. B., & Elaoud, S. (2020). The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(35), 18010-18020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.262>
15. Smedberg, E., Pitois, A., Kleine, R., & ACOSTA, I. B. (2025). Pipelines for hydrogen transport: A review of integrity and safety challenges. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/4545832>
16. Akhmetov, I., & Mirzoev, A. (2025). Hydrogen conversion of existing pipelines: integrity solutions. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*, 7(3), 94-104. <https://doi.org/10.54859/kjogi108838>
17. Zandinava, B., Bakhtiari, R., & Vukelic, G. (2022). Failure analysis of a gas transport pipe made of API 5L X60 steel. *Engineering failure analysis*, 131, 105881. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105881>

18. Kovács, J., Lukács, J. Systematic review of factors influencing the integrity of pipeline girth welds exposed to hydrogen. *Weld World* 70, 53–74 (2026). <https://doi.org/10.1007/s40194-025-02034-1>
19. Slater, S., Shie, T., Noecker, F. F., Gallon, N., & Sandana, D. (2024, September). Consensus Engineering Requirements for Hydrogen Pipelines. In *International Pipeline Conference* (Vol. 88582, p. V005T09A027). American Society of Mechanical Engineers. <https://doi.org/10.1115/IPC2024-133910>
20. SouthH2 Corridor. (2026). The SouthH2 Corridor: A hydrogen pipeline connecting North Africa to Europe. Retrieved from <https://www.south2corridor.net/>
21. Clean Air Task Force (CATF). (2023). Techno-economic realities of long-distance hydrogen transport: A cost analysis of importing low-carbon hydrogen to Europe. Retrieved from <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/09/25153519/catf-kbr-hydrogen-transport.pdf>
22. ASME. (2019). *Hydrogen piping and pipelines* (ASME B31.12-2019). New York, NY: American Society of Mechanical Engineers.
23. Hydrogen infrastructure. (n.d.). Historical hydrogen pipelines. In Wikipedia. Retrieved from [https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen\\_infrastructure](https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_infrastructure)
24. Brown, A. (2019). Hydrogen transport. *Institution of Chemical Engineers – The Chemical Engineer*. Retrieved from <https://www.thechemicalengineer.com/features/hydrogen-transport/>
25. GERG. (2009). NATURALHY: Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst. Retrieved from <https://www.gerg.eu/projects/hydrogen/naturalhy/>
26. Monsma, V. (2022). Challenges of converting existing natural gas network including high grade steel pipelines for hydrogen service. *Pipeline Technology Conference*. Retrieved from <https://www.pipeline-conference.com/abstracts/challenges-converting-existing-natural-gas-network-including-high-grade-steel-pipelines>
27. ENGIE. (2024). MosaHYc: A cross-border hydrogen transport project. Retrieved from <https://www.engie.com/news/mosahyc>
28. Gasunie. (2021). HyWay 27: Development of a national hydrogen network. Retrieved from <https://www.gasunie.nl/en/expertise/hydrogen/hyway-27>
29. API specification 5L forty-third edition, march 2004 effective date: October 2004 errata december 2004.
30. Corinth Pipeworks S.A. (2026). Hydrogen – Energy applications. Retrieved from <https://www.cpw.gr/en/solutions/energy-applications/hydrogene/>
31. EUROPIPE GmbH. (2021). EUROPIPE Pipes — Ready for 100 Percent Hydrogen. Retrieved from [https://www.europipe.com/fileadmin/europipe/dokumente/EUROPIPE\\_Pipes\\_-\\_Ready\\_for\\_100\\_Percent\\_Hydrogen\\_Ocotber\\_2021.pdf](https://www.europipe.com/fileadmin/europipe/dokumente/EUROPIPE_Pipes_-_Ready_for_100_Percent_Hydrogen_Ocotber_2021.pdf)
32. Vallourec S.A. (2022). Vallourec expands its range of qualified materials for hydrogen service. Retrieved from <https://www.vallourec.com/news/vallourec-expands-its-range-of-qualified-materials-for-hydrogen-service/>
33. ASME. (2021). *Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section VIII, Division 3: Alternative Rules for Construction of High Pressure Vessels*. New York, NY: American Society of Mechanical Engineers.
34. ASTM E1681 – Standard Test Method for Determining Hydrogen Environment Assisted Cracking of Pipeline Steels.
35. SONATRACH. (2026). Description of the pipeline transport network for hydrocarbons & transport tariffs for the year 2026.

## **Izveštaj o ponašanju niskotlačnih regulatora tlaka nakon dugotrajnog rada u plinskoj mreži**

### ***Report on behavior of low pressure gas regulators after long term operating in gas network***

**Berislav Pavlović**

Gradska plinara Zagreb, Zagreb, Republika Hrvatska

**Fikret Nasić**

Gradska plinara Zagreb, Zagreb, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

U radu su prikazani rezultati ispitivanja niskotlačnih regulatora tlaka nakon dugotrajnog rada u mreži. Ispitivanja su provedena kod pet tipova regulatora tlaka. Ispitivani regulatori tlaka su proizvedeni između 1983. i 2018. godine. Provedeno je nekoliko ispitivanja sukladno normativnim podlogama. Ispitivane su karakteristike regulatora gdje je registriran izlazni tlak za zadane ulazne tlakove i za zadano područje protoka. Ispitivani su sigurnosni uređaji odnosno karakteristike; osigurači od preniskog tlaka, te unutarnje i vanjske nepropusnosti. Provedena su i ispitivanja mehaničke čvrstoće i vatrootpornosti kod tri tipa regulatora sukladno normativnim podlogama. Od pet tipova regulatora koji su ispitivani, kod svih tipova su registrirani izlazni tlakovi unutar područja zadanih normativnih podloga. Rezultati ukazuju da kod svih tipova regulatora nema značajnog pomaka karakteristike u funkciji protekle količine plina. Rezultati ispitivanja mehaničke otpornosti pokazuju rezultate koji zadovoljavaju normativne podloge. Regulatori tlaka koji su podvrgnutu ispitivanju vatrootpornosti su pokazali rezultate koji zadovoljavaju normativne podloge.

**Ključne riječi:** dugotrajno ponašanje, regulator tlaka, sigurnosni uređaji

#### ***Abstract***

*This paper presents the test results of gas pressure regulators for low pressure after long-term operation in the network. Tests were conducted with five types of gas pressure regulators. The regulators under test were manufactured between 1983. and 2018. Several tests were performed according to the normative requirements. The characteristics of the regulator were tested, where the outlet pressure was registered for the given inlet pressures and for the given flow range. The safety devices and safety characteristics; underpressure protection devices, internal and external tightness were tested. Mechanical strength and fire resistance tests were also conducted for three types of regulators in accordance with the normative requirements. Of the five types of regulators that were tested, all types registered output pressures within the range of the given normative bases. The results indicate that for all types of regulators there is no significant shift in the characteristic as a function of the amount of gas passed. The results of the mechanical resistance test show results that meet the normative bases. The pressure regulators that were subjected to the fire resistance test have shown results that meet the normative bases.*

**Keywords:** gas pressure regulator, long-term behavior, safety devices

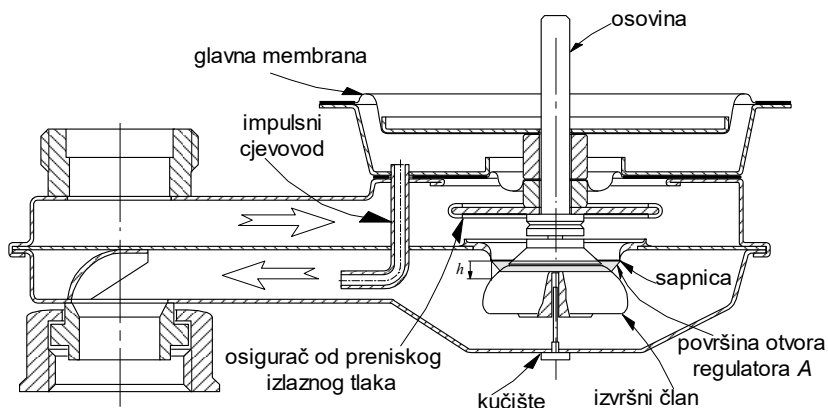
#### **1. Uvod**

Niskotlačni regulatori tlaka masovno se koriste u plinskim distributivnim sustavima više od 70 godina. Osnovna namjena ovih regulatora je osiguravanje točnosti mjerenja plinomjera koji se ugrađuju neposredno nizvodno od njih, kao i stabilnost rada plinskih trošila. Niskotlačni regulatori tlaka su jednostavni uređaji. Premda pretežno rade u prijelaznom području Reynoldsovih brojeva pokazali su se kao pouzdani i trajni uređaji sa relativno stabilnim karakteristikama tijekom

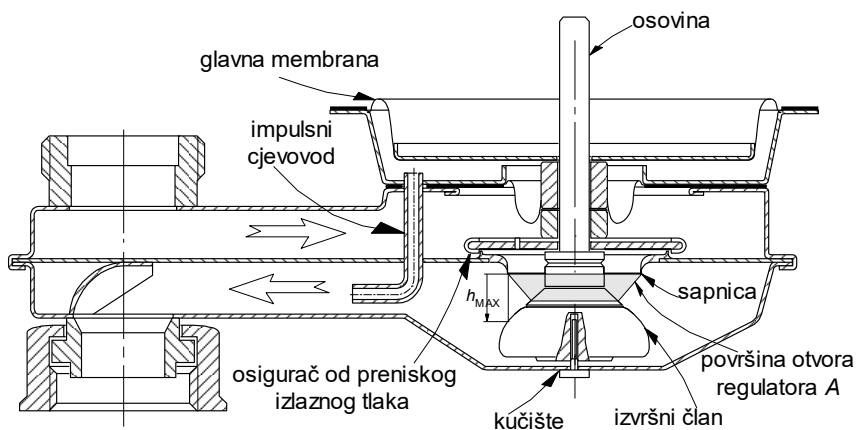
vremena [1]. Jedan od osnovnih zahtjeva na niskotlačne regulatore tlaka je osiguravanje karakteristike tijekom dugotrajnog rada u plinskoj mreži, kao i osiguravanje svih sigurnosnih funkcija. Stabilnost karakteristike ima direktan utjecaj na točnost mjerenja i u određenoj mjeri na rad trošila. U ovom radu prikazani su rezultati ispitivanja karakteristike regulatora tlaka nakon dugotrajnog rada u mreži kao i rezultati ispitivanja mehaničke otpornosti te vatrootpornosti za određene tipove.

## 2. Niskotlačni regulatori tlaka

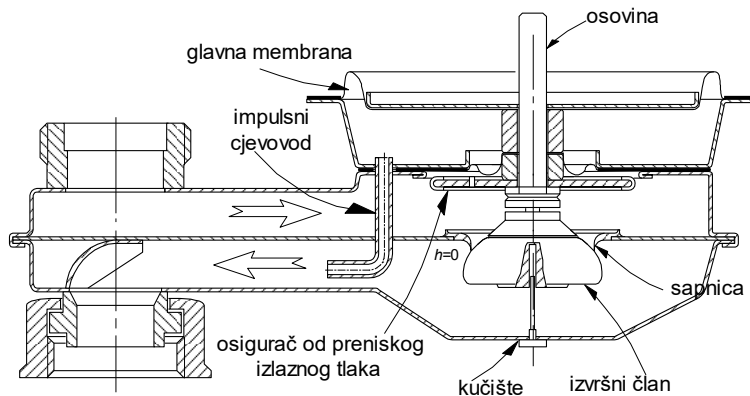
Niskotlačni regulatori tlaka plina su uređaji s maksimalnim ulaznim tlakom do 100 mbar i izlaznim tlakom za prirodne plinove od 22 mbar i maksimalnim protokom do 100 m<sup>3</sup>/h. Od sigurnosnih uređaja opremljeni su sa sigurnosnom membranom i osiguračem od preniskog tlaka. Izvedba osigurača od preniskog tlaka je takva da ima na sebi rupu ili prostrujni kanal kroz koju može strujati vrlo mala količina plina u instalaciju nizvodno od regulatora tlaka. U slučaju kada je osigurač od preniskog tlaka zatvoren kroz njega će polako dostrujavati plin u instalaciju nizvodno od regulatora. Ukoliko je instalacija nizvodno od regulatora tlaka nepropusna, dostrujavanje plina će uzrokovati takav porast tlaka koji će podići mehanizam regulatora i dovesti ga u radni položaj. U slučaju da je instalacija nizvodno od regulatora propusna, kroz osigurač od preniskog tlaka i kroz propusno mjesto plin će strujati u okolinu. Ovime bi se trebalo spriječiti puštanje u rad propusne plinske instalacije. Maksimalna vrijednost propusnosti osigurača od preniskog tlaka je 30 dm<sup>3</sup>/h, svedeno na zrak kod 101325 Pa i 273,15 K kod maksimalnog ulaznog tlaka. Kod ovog iznosa propusnosti osigurač od preniskog tlaka mora ostati zatvoren. Na slici 1 prikazan je u presjeku niskotlačni regulator tlaka.



Slika 1a. Presjek niskotlačnog regulatora u radnom stanju



Slika 1b. Presjek niskotlačnog regulatora u blokiranom stanju



Slika 1c. Presjek niskotlačnog regulatora u zatvorenom stanju

U slučaju da dođe do porasta tlaka na ulazu u regulator, on mora ostati nepropusan i mora zaštititi elemente cjevovodne instalacije nizvodno.

### 3. Ispitivanje regulatora tlaka

Sva ispitivanja provedena su sa zrakom kao radnim fluidom. Ispitivanja regulatora tlaka provedena su u nekoliko cjelina. U prvom dijelu je provedeno ispitivanje karakteristike regulatora kod ulaznog tlaka od 50 mbar. Za zadani ulazni tlak registriran je izlazni tlak kod protoka od 0,0 m<sup>3</sup>/h, 0,4 m<sup>3</sup>/h, 3,0 m<sup>3</sup>/h i 10,0 m<sup>3</sup>/h. U tablici 1 prikazane su serije koje su promatrane u ovom članku. Ovim ispitivanjima se utvrđuje pomak (drift) karakteristike regulatora koji direktno utječe na nesigurnost mjerenja plinomjera ugrađenog nizvodno.

Tablica 1. Pregled ispitivanih serija regulatora

Tip regulatora	Broj komada u seriji	Godine proizvodnje	Materijal kućišta
1	50	2007. do 2018.	Čelični lijev
2	50	2003. do 2010.	Čelični lim
3	50	2004. do 2014.	Čelični lim
4	4	1990. do 1992.	Čelični lim
5	3	1983. do 1988.	Čelični i Aluminijski lim

Kod drugog dijela provedena su ispitivanja mehaničke otpornosti kućišta regulatora jednim dijelom prema točki 4.4 standarda DIN33822 [2], a drugim dijelom izvan normativnih podloga na način da su mehanička opterećenja povećavana do iznosa koji mogu uzrokovati razaranja kućišta regulatora.

Treći dio odnosi se na ispitivanje vatrootpornosti kod tri tipa regulatora prema točki 4.9 standarda DIN 33822.

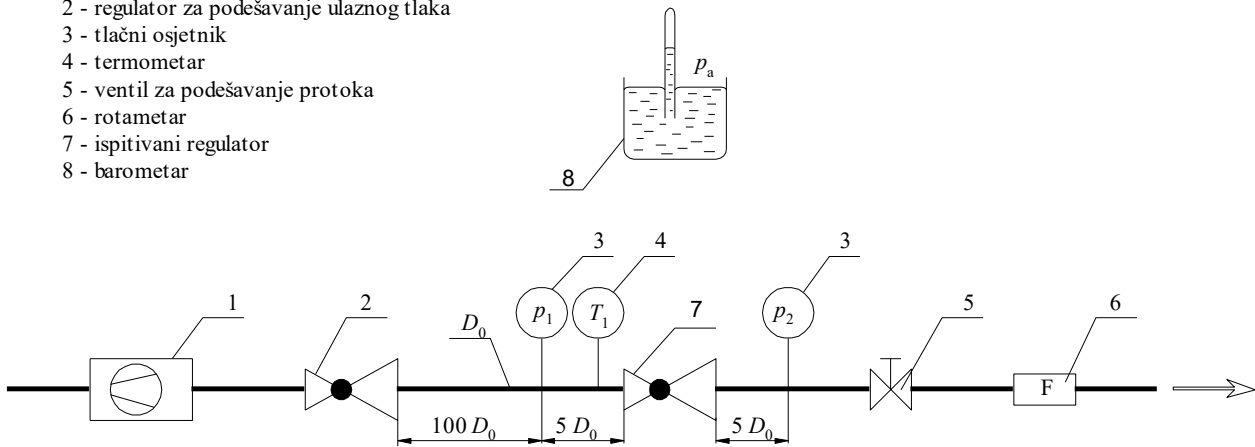
#### 3.1. Ispitivanje karakteristika regulatora tlaka

Ispitivanje karakteristike regulatora provedeno je na instalaciji prikazanoj na slici 2. Uređaj se sastoji od sljedećih dijelova:

- kompresora,
- priključnih cjevovoda,
- regulatora tlaka za podešavanje ulaznog tlaka,
- ventila za podešavanje protoka
- mjerila tlaka, temperature i protoka.

Na slici 2 prikazan je shematski uređaj za ispitivanje regulatora tlaka. Osnovne karakteristike uređaja su sljedeće: Područje ulaznog tlaka 0 – 100 mbar; područje protoka 0,004 do 25 m<sup>3</sup>/h. Radni medij: zrak.

- 1 - kompresor
- 2 - regulator za podešavanje ulaznog tlaka
- 3 - tlačni osjetnik
- 4 - termometar
- 5 - ventil za podešavanje protoka
- 6 - rotametar
- 7 - ispitivani regulator
- 8 - barometar



Slika 2. Shematski prikaz uređaja za ispitivanje regulatora tlaka

Spojne točke za mjerenje tlakova izvedene su da zadovolje zahtjeve prema [4]. Svi mjerni instrumenti za mjerenje relativnih tlakova i protoka su prethodno umjereni. U-cijev za mjerenje izlaznog tlaka iz regulatora kao i manometar za mjerenje ulaznog tlaka sljedivi su prema PTB-Njemačka. Rotametri za mjerenje protoka su umjereni u laboratoriju Gradske plinare Zagreb i sljedivi su prema DZM-Hrvatska uz proširenu mjernu nesigurnost od  $W=2,5\%$  ( $k=2$ ) što je zadovoljavajuće za provedena mjerenja.

U nastavku su prikazani rezultati ispitivanja promatranih serija regulatora. Na slici 3 prikazani su rezultati ispitivanja karakteristike regulatora 1., 2., i 3. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar. Od svakog tipa ispitano je 30 komada regulatora. Prikazane su srednje vrijednosti za promatranu serije, kao i rasipanje rezultata. Rasipanje se određuje prema sljedećem izrazu

$$R_s = \frac{1}{N-1} \sqrt{\sum_{i=1}^N (p_{2i} - p_{2SR})^2}$$

gdje je

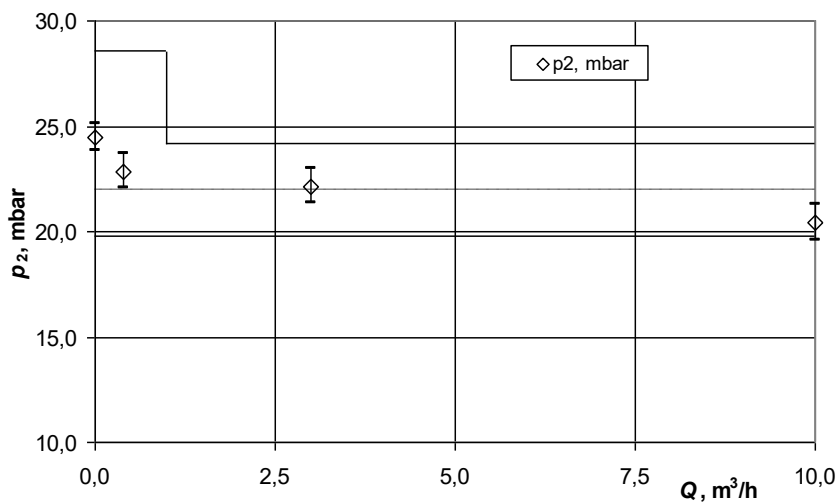
$N$  [ - ] - broj ispitivanih regulatora,

$p_{2i}$  [ Pa ] - izlazni tlak iz ispitivanog regulatora,

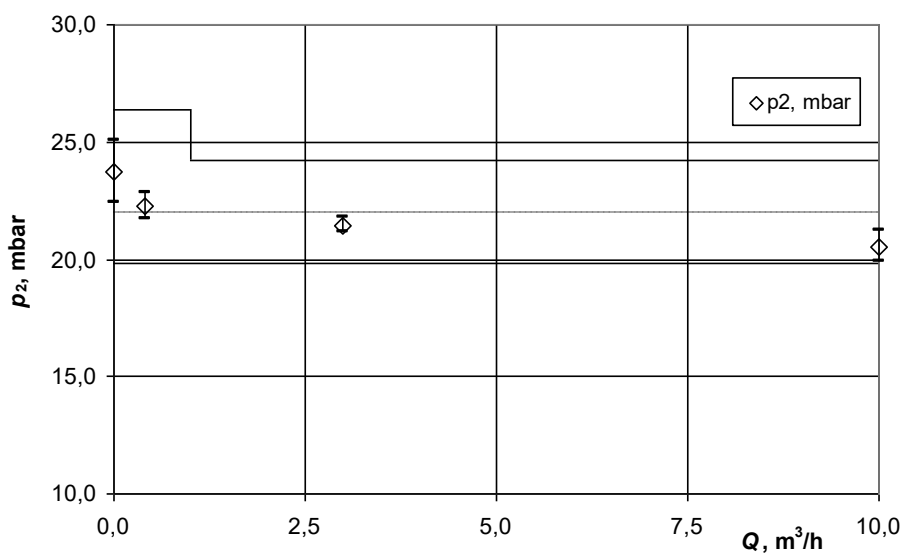
$p_{2SR}$  [ Pa ] - srednja vrijednost izlaznog tlaka iz ispitivanih regulatora koja se određuje kao

$$p_{2SR} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N p_{2i}$$

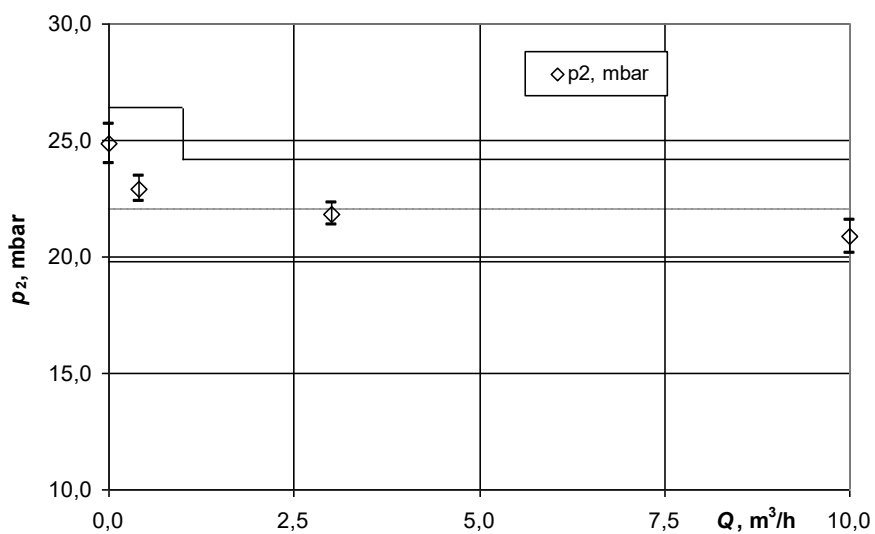
Na slici 4 prikazani su rezultati ispitivanja karakteristike regulatora 4. i 5. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar za svaki regulator posebno. Zbog raspoloživosti ispitano je 4 komada regulatora 4. tipa i 3 komada regulatora 5. tipa.



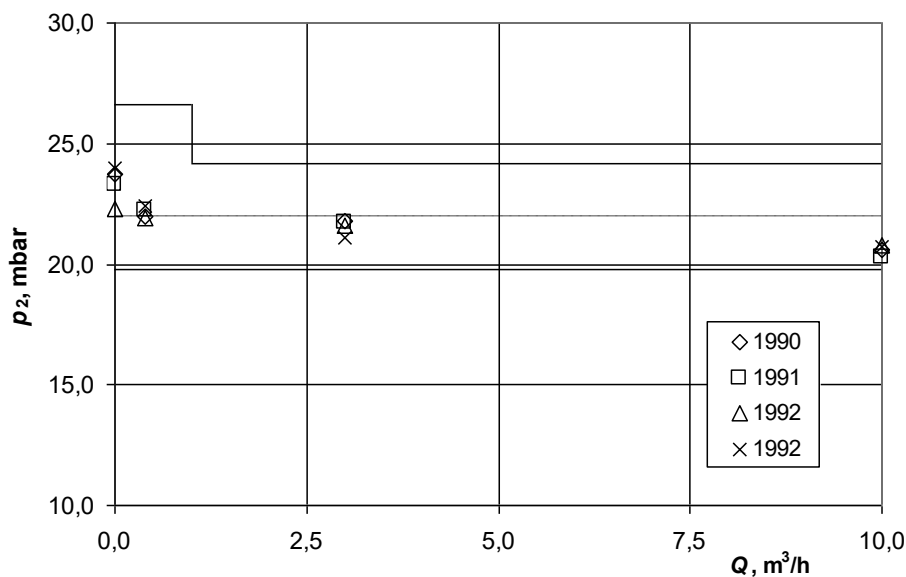
Slika 3a. Karakteristika regulatora tlaka 1. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar



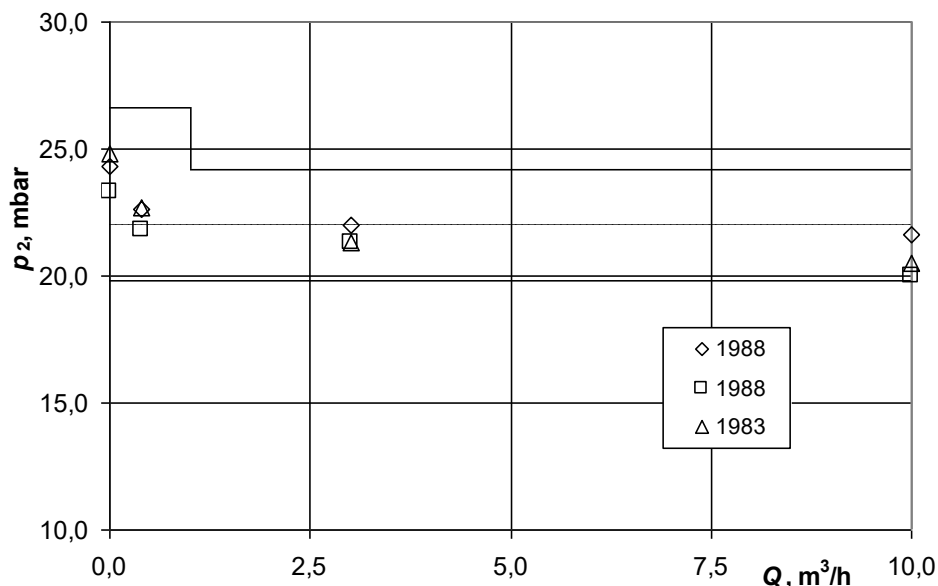
Slika 3b. Karakteristika regulatora tlaka 2. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar



Slika 3c. Karakteristika regulatora tlaka 3. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar

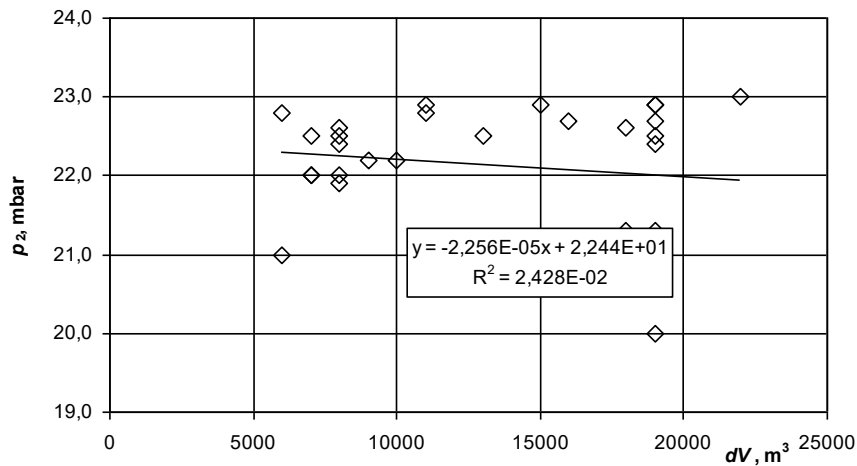


Slika 4a. Karakteristika regulatora tlaka 4. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar

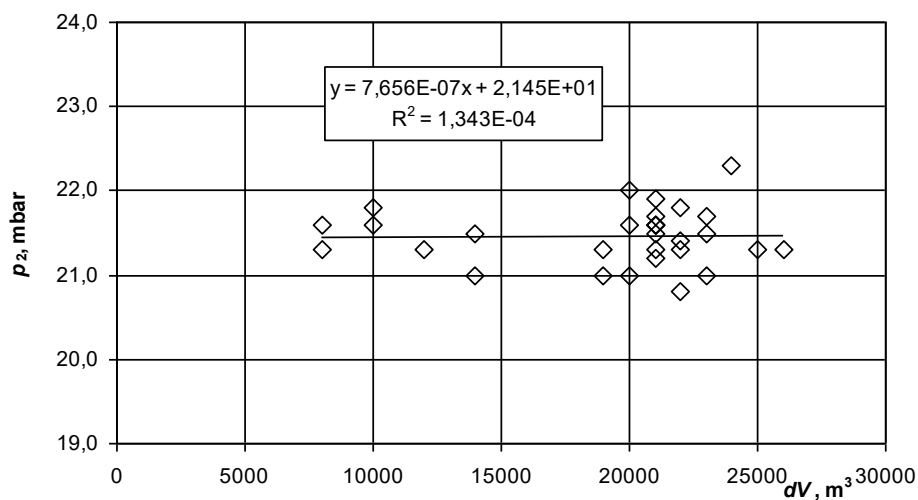


Slika 4b. Karakteristika regulatora tlaka 5. tipa kod ulaznog tlaka od 50 mbar

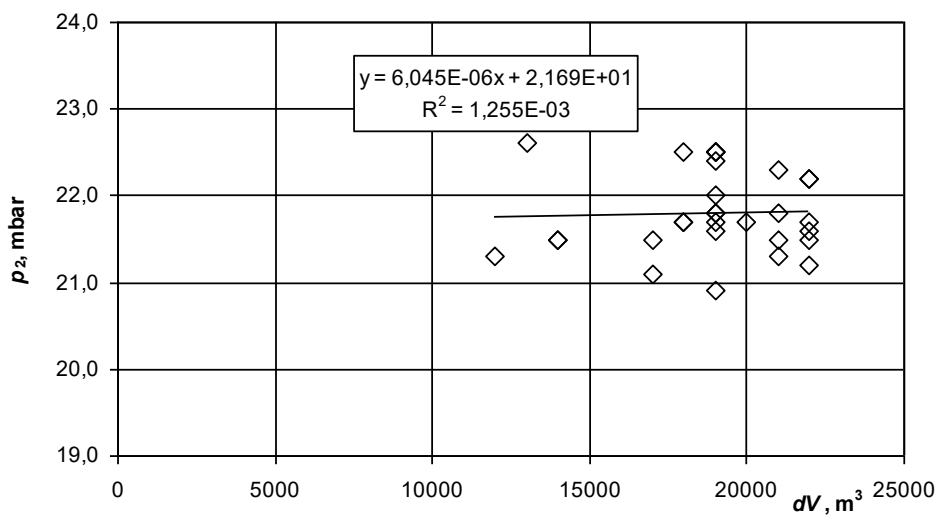
Na slici 5 prikazani su rezultati pokazivanja izlaznog tlaka kod protoka od 3 m<sup>3</sup>/h u funkciji protekle količine plina za regulatore 1., 2. i 3. tipa. Protekla količina plina kroz regulator je procijenjena na način da je uzeta u obzir starost regulatora i procijenjena godišnja potrošnja kod prosječnog potrošača u iznosu od 1000 m<sup>3</sup>. Na ovaj način mogu se procijeniti mogući pomaci-driftovi regulatora tlaka nakon dugotrajnog rada. Protok od 3 m<sup>3</sup>/h je odabran jer je poznato da regulatori tlaka rade pretežno kod kapaciteta od 28 kW, što odgovara najvećem broju trošila kod krajnjih potrošača.



Slika 5a. Izlazni tlak regulatora tlaka 1. tipa kod protoka od 3 m<sup>3</sup>/h u ovisnosti o protekloj količini plina



Slika 5b. Izlazni tlak regulatora tlaka 2. tipa kod protoka od 3 m<sup>3</sup>/h u ovisnosti o protekloj količini plina



Slika 5c. Izlazni tlak regulatora tlaka 3. tipa kod protoka od 3 m<sup>3</sup>/h u ovisnosti o protekloj količini plina

Iz slika je vidljivo da ispitivani regulatori rade unutar granica propisanih prema normativnim zahtjevima [2], [3]. Rezultati prikazani na slici 5 ukazuju na određene varijacije karakteristike s vremenom i na trendove promjene karakteristika s količinom plina proteklom kroz regulatore. Kod regulatora 1. tipa određene veće varijacije mogu biti posljedica primjene lijevanog kućišta kod kojeg su stijenke kanala izvedene s povećanom hrapavošću i smanjenim presjecima. Iz slika je vidljivo da ispitivani regulatori ostaju stabilni i nakon dugotrajnog rada u mreži.

### 3.2. Ispitivanje mehaničke otpornosti regulatora tlaka

Ispitivanje mehaničke otpornosti regulatora provedeno je na način da je ispitivani regulator priključen na odgovarajuću instalaciju, pri čemu je podvrgnut maksimalnom radnom tlaku od 100 mbar. Na izlaznom priključku pričvršćeni su pripadni elementi i ravna cijev na koju se na određenoj udaljenosti od regulatora dodaju utezi. Na taj način ostvaruju se određeni momenti savijanja na kućište regulatora. Regulatori 1., 2., i 3. tipa su podvrgnuti momentu savijanja od 40 Nm pri čemu su bili na ulaznom priključku podvrgnuti tlaku od 100 mbar.

#### Regulator tlaka 1. tipa

Kućište regulatora, nakon podvrgavanja ispitivanju na savijanje u iznosu od 30 Nm, 40 Nm, 53 Nm, 71,5 Nm, 109 N i 298 Nm, ostalo je nepropusno. Kod momenta od 298 Nm vidljiva je deformacija mjerne sekcije, što je vidljivo na slikama 6a i 6b. Nije uočena propusnost na kućištu niti na priključcima. Nakon demontiranja nije uočena trajna deformacija kućišta regulatora.



Slika 6a. Regulator tlaka 1. tipa podvrgnut momentu savijanja od 40 Nm



Slika 6b. Regulator tlaka 1. tipa podvrgnut momentu savijanja od 298 Nm

### **Regulator tlaka 2. tipa**

Kućište regulatora, nakon podvrgavanja ispitivanju na savijanje u iznosu od 30 Nm, 40 Nm i 97 Nm, ostalo je nepropusno. Nije uočena propusnost na kućištu niti na priključcima. Kod momenta od 120 Nm dolazi do propusnosti na pertlanom spoju između donjeg i gornjeg dijela kućišta. Nakon podvrgavanja momentima većim od 150 Nm dolazi do razaranja kućišta regulatora.



Slika 6c. Regulator tlaka 2. tipa podvrgnut momentu savijanja od 40 Nm



Slika 6d. Regulator tlaka 2. tipa podvrgnut momentu savijanja od 97 Nm

### **Regulator tlaka 3. tipa**

Kućište regulatora, nakon podvrgavanja ispitivanju na savijanje u iznosu od 30 Nm, 40 Nm, 53 Nm, 71,5 Nm, ostalo je nepropusno. Kod momenta od 109 Nm uočena propusnost na pertlanom spoju između kućišta i nosača izlaznog priključka. Kod momenta većeg od 120 Nm dolazi do razaranja spoja između kućišta i izlaznog priključka.



Slika 6e. Regulator tlaka 3. tipa podvrgnut momentu savijanja od 40 Nm



Slika 6f. Regulator tlaka 2. tipa podvrgnut momentu savijanja od 109 Nm

### 3.3. Ispitivanje povišene toplinske otpornosti regulatora tlaka

Ispitivanje povišene toplinske otpornosti regulatora provedeno je na način da je ispitivani regulator priključen na odgovarajuću instalaciju koja je smještena u peći u kojoj je moguće podešavati temperaturu u rasponu do 650 °C. Ispitivanje se provodi na način da se tijekom 90 min provodi zagrijavanje do 650 °C, nakon čega se temperatura održava konstantnom tijekom vremenskog razdoblja od 30 min. Pri tome je regulator podvrgnut tlaku od 100 mbar. Uzvodno od regulatora ugrađen je plinomjer s kojim se može izmjeriti propusnost kroz instalaciju. Ispitivani

su 1., 2., i 3. tip regulatora. Za 2. tip regulatora ispitano je tri kom. U nastavku, u tablici 2 prikazani su rezultati ispitivanja.

Tablica 2. Pregled ispitivanih serija regulatora

Tip regulatora	Godina proizvodnje	Izmjerena propusnost, dm <sup>3</sup> /h	Granične vrijednosti, dm <sup>3</sup> /h
1	2007.	7,50	100
2	2010.	28,5	100
2	2007.	27,3	100
2	2006.	20,4	100
3	2010.	0,50	100

Rezultati ukazuju da svi ispitani regulatori zadovoljavaju zahtjeve na vatrootpornost prema normativnim zahtjevima.

#### 4. Rezultati ispitivanja i zaključci

Rezultati provedenih ispitivanja svih tipova regulatora tlaka za niski tlak ukazuju na dugotrajnu stabilnost karakteristike, kao i zadovoljavajuće rezultate ispitivanja mehaničke otpornosti. Ovo direktno ukazuje da su promatrani regulatori dobro dizajnirani uređaji. Uzorci koji su ispitivani na otpornost na povišene temperature pokazuju zadovoljavajuće rezultate. Ukupni rezultati ukazuju na mogućnost dugotrajnog korištenja niskotlačnih regulatora, posebno uzimajući u obzir rezultate ispitivanja regulatora tlaka proizvedenih prije više od 50 godina.

#### Literatura:

1. Eksperimentalno određivanje hidrodinamičkih značajki regulatora tlaka plina ZR20 D prethodni izvještaj, XVI Međunarodni znanstveno-stručni susret stručnjaka za plin, Opatija 2001.
2. DVGW VP200, Gas-Druckregelgeräte und Sicherheitseinrichtungen der Gas-Installation für Eingangsdrücke bis 5 bar, Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V, Bonn 2004.
3. DIN 33822, Gas-Druckregelgeräte und Sicherheitseinrichtungen der Gasinstallation für Eingangsdrücke bis 5 bar.
4. R.S. Figliola, D.E. Beasley: Theory and design for mechanical measurements, John Wiley&Sons, New York, 1991.

## **Iskustva primjene i provedbe Uredbe (EU) 2024/1787 na plinskom transportnom sustavu**

### ***Experiences in the application and enforcement of Regulation (EU) 2024/1787 on the gas transmission system***

**Luka Ivanec**

Plinacro d.o.o., Zagreb, Republika Hrvatska

**Goran Rončević**

Plinacro d.o.o., Zagreb, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

Rad iznosi iskustva primjene i provedbe Uredbe (EU) 2024/1787 Europskog parlamenta i Vijeća o smanjenju emisija metana na plinskom transportnom sustavu Republike Hrvatske, pod upravljanjem tvrtke Plinacro d.o.o. kao operatora transportnog sustava. Naime, sama Uredba propisuje obvezna pravila za otkrivanje, sanaciju, izvješćivanje i praćenje emisija metana u energetske sektoru. U radu je prikazana struktura i opseg plinskog transportnog sustava RH, kao i metodologija provedbe LDAR pregleda, sukladno članku 14. Uredbe (EU) 2024/1787. Od početka primjene Uredbe provedeni su LDAR pregledi tipa 2 i tipa 1, koji su obuhvaćali detekciju propuštanja metana na svim objektima i plinovodima na području Republike Hrvatske, te sanaciju propuštanja. Rezultati LDAR pregleda ukazuju na važnost sustavnog pristupa detekciji i sanaciji fugitivnih emisija metana, te potrebu da se sanacijske aktivnosti provode uz očuvanje sigurnosti i pouzdane opskrbe plinom. Iskustva tvrtke Plinacro tijekom LDAR pregleda potvrđuju primjenjivost i učinkovitost Uredbe (EU) 2024/1787 u praksi, uz naglasak na važnost kontinuiranog praćenja, izvješćivanja i daljnjeg unaprjeđenja u cilju smanjivanja emisija metana.

**Ključne riječi:** LDAR, metan, transport prirodnog plina, Uredba (EU) 2024/1787

#### **Abstract**

*The paper presents the experiences of the application and enforcement of Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council on the reduction of methane emissions in the gas transmission system of the Republic of Croatia, managed by Plinacro d.o.o. as the transmission system operator. Namely, the regulation itself prescribes mandatory rules for the detection, remediation, reporting and monitoring of methane emissions in the energy sector. The paper presents the structure and scope of the gas transmission system of the Republic of Croatia, as well as the methodology for implementing the LDAR inspection, in accordance with Article 14 of Regulation (EU) 2024/1787. Since the beginning of the application of the Regulation, type 2 and type 1 LDAR inspections have been carried out, which included the detection of methane leaks in all facilities and gas pipelines in the territory of the Republic of Croatia, and the remediation of leaks. The results of the LDAR inspections indicate the importance of a systematic approach to the detection and remediation of fugitive methane emissions, and the need for remediation activities to be carried out while maintaining the safety and reliability of gas supply. Plinacro's experiences during the LDAR review confirm the applicability and effectiveness of Regulation (EU) 2024/1787 in practice, emphasizing the importance of continuous monitoring, reporting and further improvement in order to reduce methane emissions.*

**Keywords:** LDAR, methane, natural gas transport, Regulation (EU) 2024/1787

#### **1. Uvod**

Smanjenje emisija stakleničkih plinova jedan je od temeljnih ciljeva klimatske i energetske politike Europske unije. Unutar tog okvira, metan (CH<sub>4</sub>) zauzima posebno važno mjesto zbog

svojem izrazito visokog potencijala globalnog zagrijavanja u kratkoročnom razdoblju, koji višestruko premašuje učinak ugljikova dioksida, za 29,8 puta za razdoblje od 100 godina te za 82,5 puta za razdoblje od 20 godina [1]. Količina metana u atmosferi na globalnoj je razini porasla tijekom posljednjeg desetljeća, na kojeg je podosta utjecao i energetska sektor.

Kao odgovor na navedene izazove, Europski parlament i Vijeće donijeli su Uredbu (EU) 2024/1787 od 13. lipnja 2024. o smanjenju emisija metana u energetskom sektoru, kojom se po prvi put uspostavlja jedinstven, obvezujući i izravno primjenjiv regulatorni okvir za praćenje, izvješćivanje, detekciju i sanaciju emisija metana u sektoru nafte i plina. Uredba se temelji na načelima transparentnosti, mjerljivosti i preventivnog djelovanja, s posebnim naglaskom na obvezu provedbe LDAR (engl. *Leak Detection and Repair*) aktivnosti.

Tvrtka Plinacro d.o.o., kao operator transportnog sustava prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, ima ključnu ulogu u provedbi navedene Uredbe na nacionalnoj razini. S obzirom na opseg i stratešku važnost transportnog sustava, provedba Uredbe (EU) 2024/1787 predstavlja složen operativni i organizacijski zadatak, ali istodobno i priliku za sustavno smanjenje emisija metana te unapređenje učinkovitosti transportnog sustava.

Cilj ovoga rada jest prikazati iskustva, primjene i provedbe Uredbe (EU) 2024/1787 u transportnom sustavu plinovoda tvrtke Plinacro d.o.o., s posebnim naglaskom na provedene LDAR preglede tipa 1 i tipa 2, postupke sanacije detektiranih propuštanja metana te regulatorne zahtjeve vezane uz praćenje i izvješćivanje.

## **2. Regulatorni okvir Uredbe (EU) 2024/1787**

Uredba (EU) 2024/1787 uspostavlja sveobuhvatan pravni okvir za smanjenje emisija metana u energetskom sektoru, s posebnim fokusom na sektor nafte i plina. Odredbe relevantne za operatore transportnih sustava prirodnog plina sadržane su u Poglavlju III – Emisije metana u sektoru nafte i sektoru plina. Članak 12. – Praćenje i izvješćivanje propisuje obvezu operatora da uspostave sustave za kontinuirano i točno praćenje emisija metana, uključujući kvantifikaciju emisija na razini pojedinih izvora. Operator je dužan izrađivati i dostavljati izvješća nadležnim tijelima, pri čemu podaci moraju biti reprezentativni, provjerljivi i temeljeni na mjerenjima.

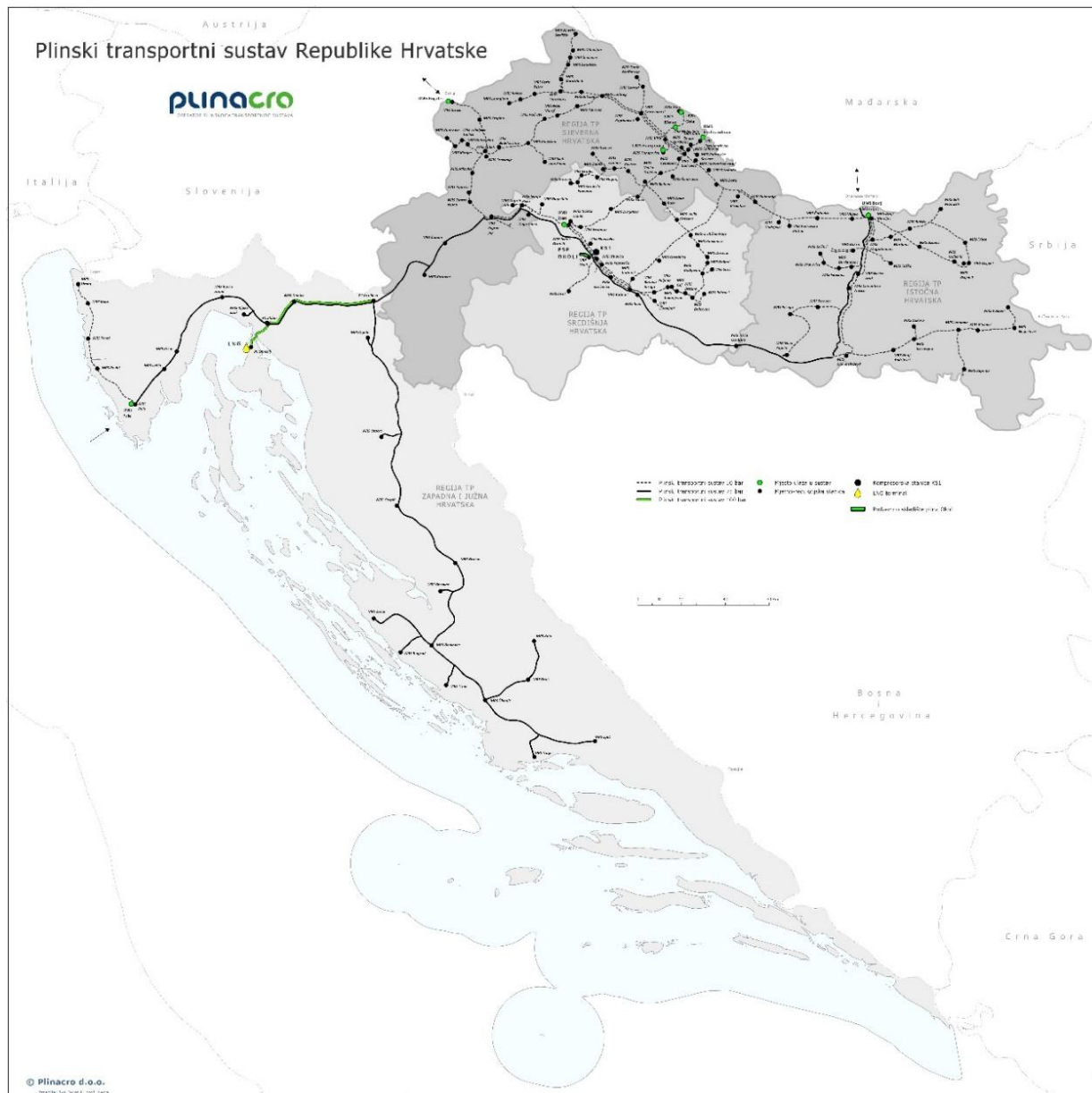
Ključni operativni zahtjevi definirani su u članku 14. – Detekcija i sanacija propuštanja (LDAR). Tim člankom propisuje se obveza provedbe redovitih LDAR pregleda, razlikovanje pregleda tipa 1 i tipa 2, pragovi detekcije propuštanja, minimalna učestalost pregleda te rokovi i uvjeti sanacije. Prilog I Uredbe dodatno razrađuje tehničke zahtjeve i učestalost LDAR pregleda, dok Prilog II definira pravila za raspored sanacije i praćenje detektiranih propuštanja. Uredba također predviđa mogućnost opravdane odgode sanacije u skladu s člankom 14. stavkom 9., u slučajevima kada bi trenutačna sanacija dovela do povećanja ukupnih emisija, ugrozila sigurnost sustava ili pouzdanost opskrbe plinom.

## **3. Plinski transportni sustav tvrtke Plinacro**

Obavljanje djelatnosti transporta prirodnog plina kroz transportni sustav Republike Hrvatske u nadležnosti je operatora transportnog sustava (OTS), tvrtke Plinacro [4].

Transportni sustav Republike Hrvatske sastoji se od međunarodnih, magistralnih, odvojnih i spojnih plinovoda i objekata na plinovodu, radnog tlaka 50, 75 i 100 bara, ukupne duljine 2.603,00 km, te velik broj infrastrukturnih objekata, uključujući dvije interkonekcijske mjerne stanice na spojevima s transportnim sustavima Republike Slovenije i Republike Mađarske, četiri ulazne mjerne stanice na spojevima s postrojenjima za proizvodnju prirodnog plina (CPS Molve, Etan, Stari Jankovci, sjeverni Jadran), dvije ulazno-izlazno mjerne stanice na spoju s podzemnim skladištem plina Okoli i Grubišno Polje, jednu ulaznu mjernu stanicu na spoju s terminalom UPP (Omišalj), 153 mjerno redukcijske stanice, na kojima je priključeno 28 distribucijskih sustava i

20 krajnjih kupaca plina, 26 plinskih čvorova, jednu kompresorsku stanicu u Velikoj Ludini, 139 odašiljačko prihvatne čistačke stanice i 144 blokadne stanice [5]. Raznolikost i prostorna rasprostranjenost infrastrukture zahtijevaju sustavan i planski pristup provedbi LDAR aktivnosti, uz osiguranje usklađenosti s regulatornim zahtjevima Uredbe (EU) 2024/1787. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske prikazan je slikom 1.



Slika 1. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske  
Izvor: Plinacro, Opis transportnog sustava [5]

#### 4. Primjena i provedba Uredbe u Plinacro-u

Iako tvrtka Plinacro već dugi niz godina provodi detekciju metana te sanaciju propuštanja prema Uputi za nadzor zaštićene zone te detekciju propuštanja plina iz plinovoda i objekata plinskog transportnog sustava [6], od stupanja Uredbe (EU) 2024/1787 na snagu, LDAR aktivnosti počinju se provoditi sukladno članku 14., primjenom certificirane mjerne opreme i standardiziranih postupaka.

Detekcija propuštanja metana provodi se na svim objektima u vlasništvu tvrtke Plinacro te također svim plinovodima, čime se osigurava cjelovit obuhvat transportnog sustava plina u Republici Hrvatskoj. Uz provođenje LDAR pregleda, koji obuhvaća planiranje, detekciju i sanaciju propuštanja te izradu izvješća i rasporeda sanacije i praćenja, sustavno se evidentiraju i sve emisije metana nastale tijekom odzračivanja i spaljivanja na baklji. Navedene emisije javljaju se kao posljedica izvođenja različitih radova, uključujući izmještanje plinovoda, rekonstrukciju raznih objekata, čišćenje plinovoda, sanaciju propuštanja, zamjenu filtera, servisiranje te zamjenu plinske opreme i drugih srodnih zahvata.

Prilikom odzračivanja i spaljivanja na baklji potrebno je pridržavati se odredbi iz članaka 15., 16. i 17., kao i Priloga III Uredbe EU 2024/1787 [1]. Tvrtka Plinacro, osim provedbe LDAR pregleda, sustavno prati i primjenjuje sva pravila iz članka 15. koja se odnose na ispuštanje plina u atmosferu ili spaljivanje na baklji prilikom izvođenja radova kada je to neizbježno i nužno iz sigurnosnih razloga. U takvim se slučajevima sastavljaju posebna izvješća koja se, sukladno članku 16. i Prilogu III Uredbe, dostavljaju nadležnim tijelima. Osim strogog pridržavanja uredbe, primjenjuju se najbolje dostupne tehnike za smanjenje emisija metana iz aktivnosti odzračivanja i spaljivanja, kao što su primjerice: smanjivanje tlaka u plinovodu prije odzračivanja, prepumpavanje plina mobilnim kompresorom, spaljivanje plina umjesto njegovog ispuštanja u atmosferu [9].

#### 4.1. Planiranje LDAR pregleda

Da bi se LDAR pregledi obavili temeljito, na vrijeme i u skladu s Uredbom, potrebno ih je unaprijed planirati, te napraviti terminski plan, koji sadrži minimalnu učestalost iz Priloga I, odnosno držati se programa LDAR pregleda kojeg je sukladno Uredbi potrebno dostaviti nadležnom tijelima. Na slici 2 prikazan je raspored LDAR pregleda kojeg tvrtka Plinacro provodi na svim objektima i plinovodima. Za svaki pregled unaprijed su određeni mjesec provedbe i tip LDAR pregleda.

										RASPORED LDAR PREGLEDA (06/2025 - 07/2028)												
OBJEKT	TIP OBJ	LOKACIJA	POSLOVNA JED.	REGIJA	06/2025	07/2025	08/2025	09/2025	10/2025	11/2025	12/2025	01/2026	02/2026	03/2026	04/2026	05/2026	06/2026	07/2026	08/2026	09/2026	10/2026	
MRS Dubrovčan	MRS	DUBROVČAN	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Oroslavje	MRS	OROSLAVJE	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Jakovlje	MRS	JAKOVLJE	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Zaprešić	MRS	ZAPREŠIĆ	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Bedekovčina	MRS	BEDEKOVČINA	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Konjščina	MRS	KONJŠČINA	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Zelina	MRS	ZELINA	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Podrute	MRS	PODRUTE	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Novi Marof	MRS	NOVI MAROF	PJ ZAGORJE	RTP SJEVERNA	●				●				●				●					●
MRS Zagreb Istok	MRS	ZAGREB ISTOK	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Ivanja Reka	MRS	IVANJA REKA	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Dugo Selo	MRS	DUGO SELO	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Dugo Selo II	MRS	DUGO SELO II	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Ivanić III	MRS	IVANIĆ III	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
UMS Etan	UMS	IVANIĆ GRAD	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA		●				●				●				●				●
MRS Kloštar Ivanić	MRS	KLOŠTAR IVANIĆ	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Graberje	MRS	GRABERJE	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Novoselec	MRS	NOVOSELEC	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Kriz	MRS	KRIZ	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Draganeć	MRS	DRAGANEĆ	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Martić	MRS	MARTIĆ	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Haganj	MRS	HAGANJ	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Građec	MRS	GRAĐEC	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Građecki Pavlovec	MRS	GRAĐECKI PAVLOVEC	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Vrbovec	MRS	VRBOVEC	PJ POSAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Garešnica	MRS	GAREŠNICA	PJ MOSLAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Veliki Grbevac	MRS	VELIKI GRBEVAC	PJ MOSLAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
UMS PSP GP	UMS	GRUBIŠNO POLJE	PJ MOSLAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●
MRS Grubišno Polje	MRS	GRUBIŠNO POLJE	PJ MOSLAVINA	RTP SREDIŠNJA	●				●				●				●					●

Slika 2. Raspored LDAR pregleda u tvrtki Plinacro

Izvor: Plinacro, Raspored LDAR pregleda

Prema Prilogu I Uredbe, sve mjerno redukcijske stanice (MRS), ulazno/izlazne mjerne stanice (UMS/IMS) i kompresorska stanica (KS) imaju minimalnu učestalost LDAR pregleda svaka četiri mjeseca za tip 1, odnosno svakih 8 mjeseci za LDAR preglede tip 2, dok plinski čvorovi (PČ), mjerno regulacijski čvorovi (MRČ), blokadno ispuhivačke stanice (BIS), blokadne stanice (BS) i međučistačke stanice (MČS) imaju minimalnu učestalost LDAR pregleda svakih 9 mjeseci za tip 1, odnosno svakih 18 mjeseci za LDAR preglede tip 2. Svi magistralnih i priključni plinovodi imaju minimalnu učestalost pregleda svakih 24 mjeseca za LDAR preglede tip 1, odnosno svakih 36 mjeseci za LDAR preglede tip 2.

Kako bi se LDAR pregledi provodili u skladu s minimalnom učestalošću propisanom Uredbom, oni se organiziraju prema već navedenom rasporedu LDAR pregleda. Sektor transporta plina u tvrtki Plinacro je organizacijski podijeljen na četiri regije transporta plina (RTP), koje obuhvaćaju ukupno 15 poslovnih jedinica (PJ) [7]. Svaka poslovna jedinica raspolaže tročlanom stručnom ekipom zaduženom za provedbu LDAR pregleda u skladu s utvrđenim rasporedom i regulatornim zahtjevima.

Procijenjeno vrijeme potrebno za provedbu jednog cjelovitog LDAR pregleda svih objekata, osim na plinovodima, iznosi približno dva mjeseca, pri čemu je potrebno sudjelovati ukupno 45 djelatnika. Također, plinovodna mreža ukupne duljine 2.603,00 km podliježe obvezi LDAR pregleda jednom u dvije godine, što uključuje sustavni obilazak trase uz primjenu prijenosnih detektora metana, što iziskuje dodatne resurse da se obave kvalitetni LDAR pregledi sukladno Uredbi o smanjenju emisija metana. S obzirom na opseg aktivnosti, planiranje LDAR pregleda od ključne je važnosti jer regulatorni zahtjevi podrazumijevaju angažman značajnih ljudskih resursa, mjerne opreme i vozila, kao i znatno vrijeme potrebno za provedbu mjerenja, sanacije i praćenja propuštanja, pretvorbu i obradu podataka, te izradu završnih izvješća.

#### 4.2. Detekcija i sanacija (LDAR)

Za detekciju propuštanja metana na plinskom transportnom sustavu koriste se različiti prijenosni detektori, uključujući laserski detektor Severin RMLD (slika 3), FID detektor metana Autofim (temeljen na ionizaciji u vodikovom plamenu), te IC detektor metana Teledyne GS 700 (infracrvena tehnologija).

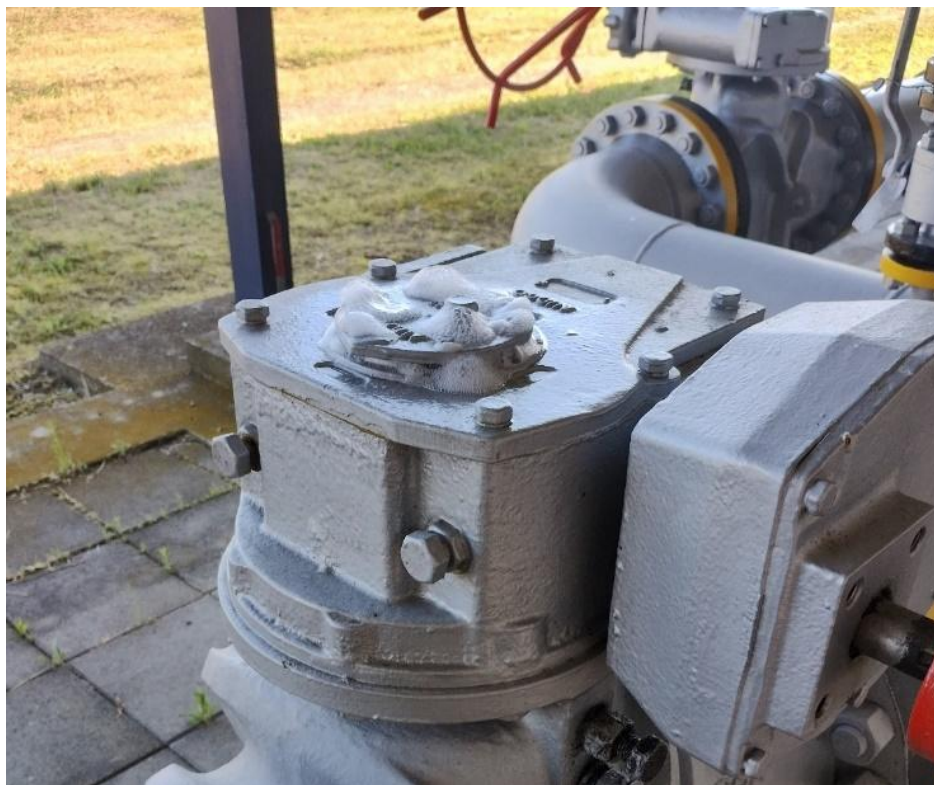


Slika 3. Detekcija propuštanja laserskim detektorom metana

*Izvor: Plinacro*

Većina propuštanja, s izuzetkom onih na otvorenim cjevovodima kao što su ispuhivači, provjerava se i utvrđuje točna komponenta propuštanja gotovo uvijek primjenom spreja za detekciju plina

(engl. *gas leak detector spray*), odnosno „sapunice“. Dodatno, prisutnost propuštanja često se može preliminarno utvrditi i osjetilnim opažanjima, poput vida, sluha, dodira ili njuha, bez obzira što je metan bezbojan plin bez mirisa. Za precizno lociranje mjesta propuštanja, identifikaciju komponente i mikrolokacije na kojoj dolazi do propuštanja, uz kvalitetne instrumente i primjenu spreja za detekciju plina, u nekim slučajevima je nužna i stručna procjena temeljena na ljudskim osjetilima, bez koje je točnu lokaciju propuštanja u nekim situacijama gotovo nemoguće odrediti.



Slika 4. Detekcija propuštanja sapunicom  
*Izvor: Plinacro*

Sva detektirana propuštanja kvantificiraju se mjerenjem koncentracija metana koji su izraženi u vrijednostima ppm (engl. *part per million*). U svrhu izračuna ukupnih fugalnih emisija metana, izmjerene vrijednosti potrebno je pretvoriti iz mjerne jedinice ppm u mjernu jedinicu g/h. Navedena pretvorba radi se primjenom znanstveno verificiranih korelacija preuzetih iz recenziranog znanstvenog rada o kvantifikaciji emisija metana na postajama prirodnog plina uz primjenu terenskih mjernih tehnologija [2].

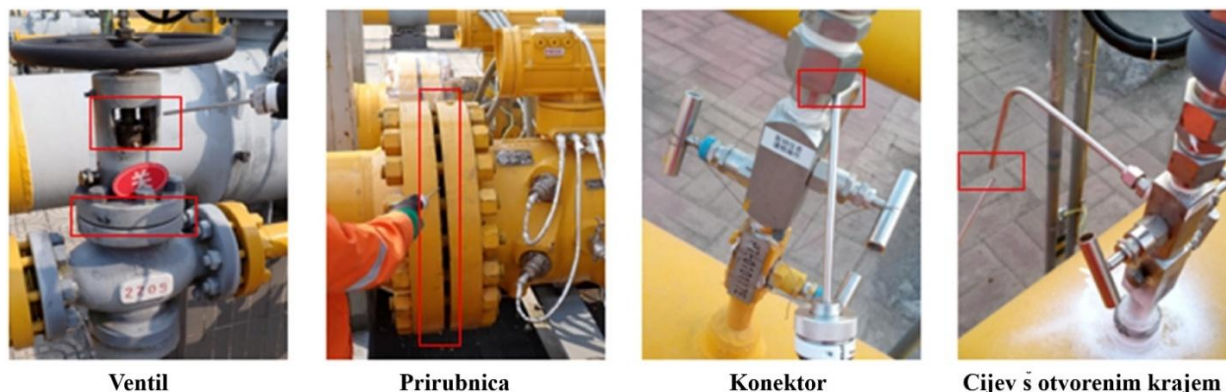
Oblici emisija metana obuhvaćaju namjerne emisije kao što su odzračivanje tijekom održavanja opreme, čišćenje plinovoda i spaljivanja na baklji, te fugalnih emisija koje se odnose na nenamjerne emisije metana uslijed gubitka nepropusnosti opreme pod tlakom, na kojima se temelji ovaj rad.

Najčešći uzroci propuštanja metana na transportnom sustavu uključuju sljedeće: dotrajnost brtvenih elemenata na prirubnicama, popuštanje spojeva i vijčanih veza uslijed tlačnih i temperaturnih promjena te utjecaja korozije i atmosferskih uvjeta, neadekvatno održavanje plinske opreme te propuštanje na ispuhivačima. Emisije metana na opremi transportnog sustava klasificirane su stoga u četiri kategorije ili komponente: ventili, prirubnice, konektori te cijevi s otvorenim krajevima (slika 5). Za svaku su kategoriju propuštanja ili komponentu definirane zasebne korelacijske funkcije s pripadajućim koeficijentima, kao što je prikazano tablicom 1. Na temelju opsežnog skupa mjerenja uspostavljen je funkcionalni odnos između koncentracije

metana i stope emisije za različite tipove opreme. Stopa emisije metana određuje se iz izmjerene koncentracije primjenom odgovarajuće korelacijske jednadžbe, koja je izražena u sljedećem obliku:

$$E = a \times (SV)^b \quad (1)$$

Gdje je E stopa emisije fuginog metana (kg/god), a i b koeficijent korelacije, SV koncentracija metana (ppm).



Slika 5. Komponente propuštanja  
Izvor: *Journal of Pipeline Science and Engineering* [2]

Tablica 1. Jednadžbe korelacije za različite komponente propuštanja

Komponenta	Jednadžba korelacije
Ventil	$E = (6,03 \times 10^{-3}) \times SV^{0,988}$
Prirubnica	$E = (1,17 \times 10^{-2}) \times SV^{0,940}$
Konektor	$E = (4,67 \times 10^{-3}) \times SV^{0,866}$
Cijev s otvorenim krajem (ispuhivač)	$E = (3,54 \times 10^{-3}) \times SV^{0,945}$

Izvor: *Journal of Pipeline Science and Engineering* [2]

Tablicom 2 prikazana je korelacija između koncentracije metana izražena u ppm i stope emisije izražene u kilogramima godišnje i gramima po satu na primjeru stope emisije metana u iznosu od 1000 ppm.

Tablica 2. Korelacija koncentracije metana (ppm) i stope emisije (kg/god ili g/h)

KORELACIJA KONCENTRACIJE METANA (ppm) i STOPE EMISIJE (kg/god)					
Komponenta	a	b	SV (ppm)	E (kg/god)	E (g/h)
1. Ventil	6,03E-03	0,988	1000,00	5,5503	0,63
2. Prirubnica	1,17E-02	0,940	1000,00	7,7301	0,88
3. Spoj	4,67E-03	0,866	1000,00	1,8506	0,21
4. Ispuhivač	3,54E-03	0,945	1000,00	2,4210	0,28

Izvor: *Plinacro d.o.o.*

Iz tablice je vidljivo da je stopa emisije metana najveća na prirubnicama ventila i ostalim zapornim organima, gdje je najveća dodirna površina između brtvenih dijelova i plina, a najmanja na spojevima kao što su manometri, termometri ili cijevi za napajanje opreme za regulaciju ili smanjivanje tlaka.

Prema Članku 12. „Praćenje i izvješćivanje“ Uredbe, nakon izračuna ukupnih fugektivnih emisija metana (E) izraženih u gramima po satu (g/h), izračunavaju se i pripadajuće vrijednosti emisija u tonama godišnje (t/god), kubičnim metrima po satu ( $m^3/h$ ), te kubičnim metrima godišnje ( $m^3/god$ ). Nadalje, emisije se preračunavaju u tone ekvivalenta  $CO_2$  na godišnjoj razini za referentno razdoblje od 100 godina (t/god ekv.  $CO_2$ ). Ukupna fugektivna emisija metana (E) nakon provedene sanacije ili zamjene komponenti uspoređuje se s vrijednošću ukupne fugektivne emisije metana (E) utvrđene prije provedbe sanacije, radi izračuna stope smanjenja propuštanja tj. učinkovitosti sanacije.

#### 4.2.1. Prvi LDAR pregled tipa 2

U okviru provedbe Uredbe (EU) 2024/1787, prvi LDAR pregled tvrtka Plinacro provela je kao pregled tipa 2, koji predstavlja sveobuhvatan pregled sa strožim pragovima detekcije, gdje se je detektiralo svako propuštanje metana iznad 500 ppm-a. Detekcija je obuhvatila objekte transportnog sustava na području cijele Republike Hrvatske, uključujući mjerno-redukcijske stanice, plinske čvorove, mjerno-regulacijske čvorove, blokadne i blokadno ispuhivačke stanice, te kompresorsku stanicu. Pomoću korelacija iz znanstvenog članka „Journal of Pipeline Science and Engineering: Quantification of methane emission from typical natural gas stations using on-site measurement technology“ [2] obavljene su pretvorbe svih izmjerenih koncentracija iz mjerne jedinice ppm u mjernu jedinicu g/h, radi izračuna ukupnih fugektivnih emisija metana.

Odmah nakon otkrivanja svih propuštanja provedena je sanacija ili zamjena komponenti koje emitiraju metan iznad 500 ppm. Na većini lokacija uspješno je provedena sanacija, dok je na pojedinim lokacijama sanacija odgođena, te nije bila odmah moguća zbog sigurnosnih, administrativnih ili tehničkih aspekata. Prema članku 14. točka 9., razlozi za odgodu sanacije propuštanja bili su: negativan utjecaj na okoliš, naime sama sanacija bi dovela do više ukupne razine emisija metana nego da do sanacije ne dođe, nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju te znatno pogoršanje stanja opskrbe plinom koje bi moglo dovesti do krizne razine. Sanacija ili zamjena navedenih komponenti provedena je prvom prilikom i u najkraćem mogućem roku, te je za to nadležnom tijelu dostavljen raspored sanacije.

LDAR pregled tipa 2 dao je detaljne rezultate fugektivnih emisija metana na razini pojedinih komponenti, čime je stvoren temelj za planiranje sanacijskih aktivnosti i izradu prvog izvješća sukladno članku 12. Uredbe.

#### 4.2.2. Drugi LDAR pregled tipa 1

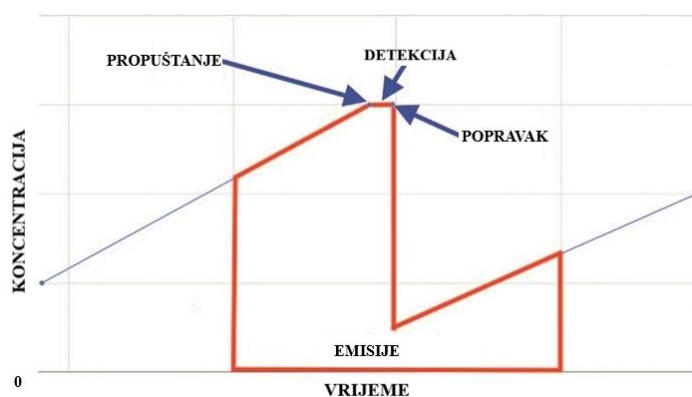
Drugi provedeni LDAR pregled bio je pregled tipa 1, koji se temelji na višim pragovima detekcije i usmjeren je na identifikaciju značajnijih izvora emisija metana. Pregled je obuhvatio odabrane objekte transportnog sustava, uključujući mjerno-redukcijske stanice, ulazne i izlazne mjerne stanice te kompresorsku stanicu, dok plinske čvorove, mjerno regulacijske čvorove, blokadne stanice i blokadno ispuhivačke stanice, drugi LDAR pregled tipa 1 nije uključivao.

Odmah nakon otkrivanja provedena je sanacija ili zamjena svih komponenti koje emitiraju metan u koncentraciji većoj od 7000 ppm. Na većini lokacija uspješno je provedena sanacija, dok je na pojedinim lokacijama sanacija odgođena te nije bila odmah moguća zbog sigurnosnih, administrativnih ili tehničkih aspekata.

Za slučajeve gdje sanacija ili zamjena komponenti nije bila odmah moguća, sukladno članku 14. točka 9., ona je provedena prvom prilikom i u najkraćem mogućem roku, te je za to nadležnom tijelu dostavljen raspored sanacije.

Rezultati pregleda tipa 1 omogućili su dodatno smanjenje emisija metana kroz ciljanu sanaciju kritičnih propuštanja te su poslužili kao dopuna podacima prikupljenima tijekom pregleda tipa 2.

Tijekom svojeg vijeka trajanja svaka komponenta, uslijed različitih utjecaja, prije ili kasnije počinje postupno gubiti nepropusnost. Tijek propuštanja komponente prikazan je grafom na slici 6, koji simbolično prikazuje ovisnost intenziteta propuštanja o vremenu. Propuštanje u početku započinje s malim vrijednostima, a s vremenom se postupno povećava sve do trenutka njegove detekcije te sanacije ili zamjene komponente. Iz tog je razloga LDAR preglede potrebno periodički ponavljati, jer se svakodnevno mogu pojaviti nova propuštanja na mjestima gdje tijekom prethodnog ispitivanja nisu bila zabilježena. Komponente s najviše emisija metana prema iskustvima EU su ventili (43 %), prirubnice (37 %), konektori (15 %), te cijevi s otvorenim krajem tj. ispuhivači (5 %).



Slika 6. Prikaz tijeka propuštanja komponente

Izvor: Ldar tools [8]

#### 4.3. Praćenje i izvješćivanje

Svi LDAR pregledi bilježe se, sortiraju i planski vode u Excel tablicama. U nastavku je prikazan popis stupaca koje, sukladno Uredbi, članku 12. Praćenje i izvješćivanje, tvrtka Plinacro evidentira za svaki pojedini slučaj propuštanja komponente tijekom LDAR pregleda:

- Redni broj propuštanja;
- Datum LDAR pregleda;
- Regija transporta plina (RTP), poslovna jedinica (PJ) i naziv objekta;
- Tip LDAR pregleda;
- Vrijednost propuštanja (ppm) i (g/h);
- Tip propuštanja: ventil / prirubnica / konektor / ispuhivač;
- Lokacija i komponenta izvora te razlog propuštanja;
- TAG oznaka i proizvođač komponente;
- Veličina (DN) i radni tlak (bar);
- Način ispitivanja: IC / Laserski detektor / FID detektor;
- Naziv, tip i serijski broj uređaja;
- Mjerno područje uređaja (ppm);
- Tip emisije, emisijski faktor;
- Količina ispuštenog metana (t/god) i ekvivalent CO<sub>2</sub> za 100 godina (t);
- Propuštanje sanirano (Da/Ne);
- Potreban prekid isporuke plina (Da/Ne);
- Datum sanacije propuštanja, vrijeme do sanacije (dani) i provjera uspješnosti sanacije;
- Vrijednost propuštanja nakon sanacije (ppm);

- Status: bez propuštanja / u postupku / sanirano;
- Datum i tip sljedećeg LDAR pregled;
- Vlasništvo (%).

Sukladno Uredbi [1], ako operator može dokazati da sanacija ne bi bila uspješno izvediva u roku od pet dana, odnosno ako procijeni da potpuna sanacija ne može biti realizirana u roku od 30 dana zbog sigurnosnih, administrativnih ili tehničkih ograničenja, dužan je o tome obavijestiti nadležna tijela. U tom slučaju operator najkasnije u roku od 12 dana od datuma otkrivanja dostavlja odgovarajuće dokaze, zajedno s planom sanacije i planom praćenja, koji moraju sadržavati najmanje elemente propisane u Prilogu II Uredbe.

Prema Uredbi (EU) 2017/1938 Europskog parlamenta i Vijeća [1], sigurnosna, administrativna i tehnička ograničenja, koji su navedeni u članku 14, stavku 9 su:

- sigurnost osoblja i drugih osoba koji se nalaze u blizini otkrivenog istjecanja;
- negativan utjecaj na okoliš ako operator može dokazati da bi taj utjecaj bio veći od koristi za okoliš, na primjer ako bi sanacija mogla dovesti do više ukupne razine emisija metana nego da do sanacije ne dođe;
- dostupnost komponente, uključujući planirano održavanje, zahtjeve u pogledu postupka izdavanja dozvola ili potrebno administrativno odobrenje;
- nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju komponente ili zamjenskih komponentata;
- znatno pogoršanje stanja opskrbe plinom koje bi moglo dovesti do krizne razine iz članka 11. stavka 1. Uredbe (EU) 2017/1938 Europskog parlamenta i Vijeća.

Za svako propuštanje koje nije bilo sanirano mora se obrazložiti temeljem gore navedenih točaka, te priložiti raspored sanacije, kako je prikazano slikom 7.

IZVJEŠĆE O REZULTATIMA DETEKCIJE PROPUŠTANJA PLINA RASPORED SANACIJE NESANIRANIH PROPUŠTANJA		RASPORED SANACIJE PROPUŠTANJA									
Potreban prekid isporuke plina (Da/Ne)	Razlog za odgodu sanacije propuštanja (Članak 14. Točka 9.)	01/2026	02/2026	03/2026	04/2026	05/2026	06/2026	07/2026	08/2026	09/2026	10/2026
NE	Nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju komponente ili zamjenskih komponentata	X									
NE	Nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju komponente ili zamjenskih komponentata	X									
NE	Nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju komponente ili zamjenskih komponentata	X									
DA	Negativan utjecaj na okoliš (sanacija bi dovela do više ukupne razine emisija metana nego da do sanacije ne dođe)	X									
DA	Negativan utjecaj na okoliš (sanacija bi dovela do više ukupne razine emisija metana nego da do sanacije ne dođe)		X								
DA	Negativan utjecaj na okoliš (sanacija bi dovela do više ukupne razine emisija metana nego da do sanacije ne dođe)		X								
NE	Nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju komponente ili zamjenskih komponentata	X									
NE	Nedostupnost zamjenskih dijelova potrebnih za sanaciju komponente ili zamjenskih komponentata	X									

Slika 7. Raspored sanacije

Izvor: *Plinacro*

Sukladno Uredbi [1], raspored sanacije mora sadržavati barem sljedeće elemente:

- popis i naziv svih komponentata koje su provjerene;
- rezultate inspeksijskog nadzora, tj. otkriven gubitak metana i ako jest, njegovu razinu;
- za komponente za koje je tijekom pregleda radi LDAR-a utvrđeno da emitiraju metan na razini koja je istovjetna pragovima utvrđenima u članku 14. stavku 8. ili viša od njih, informaciju je li tijekom pregleda radi LDAR-a provedena sanacija ili zamjena i, ako nije, razloge za to, uzimajući u obzir elemente koji mogu opravdati odgođenu sanaciju ili zamjenu, kako je navedeno u članku 14. stavku 9., te planirani raspored sanacije i datum sanacije ili zamjene;
- za komponente za koje je tijekom prethodnog pregleda radi LDAR-a utvrđeno da emitiraju metan na razini koja je niža od pragova utvrđenih u članku 14. stavku 8., ali je tijekom praćenja provedenog nakon LDAR-a, koje je provedeno radi provjere je li se razina gubitka metana

promijenila, utvrđeno da emitiraju metan na razini koja je istovjetna tim pragovima ili viša od njih, informaciju je li odmah provedena sanacija ili zamjena i, ako nije, razloge za to, uzimajući u obzir elemente koji mogu opravdati odgođenu sanaciju ili zamjenu, kako je navedeno u članku 14. stavku 9., te raspored sanacije s datumom sanacije.

Prema Uredbi, nakon rasporeda sanacije, također je potrebno izraditi i raspored praćenja. U rasporedu praćenja (slika 8), za svako pojedino propuštanje prikazan je datum sanacije propuštanja, vrijeme u danima do sanacije, rok za provjeru obavljene sanacije, vrijednost propuštanja nakon sanacije, status sanacije te datum i tip sljedećeg LDAR pregleda.

Propuštanje sanirano (Da/Ne)	Potreban prekid isporuke plina (Da/Ne)	Datum sanacije propuštanja	Vrijeme do sanacije (Dani)	Provjeru uspješnosti sanacije obaviti najkasnije do	Vrijednost propuštanja nakon sanacije (ppm)	Status (Sanirano / U postupku)	Sljedeći LDAR pregled obaviti najkasnije do	Tip sljedećeg LDAR pregleda	Vlasništvo Plinacro d.o.o.
DA	NE	13.10.2025	0	13.11.2025	0	Sanirano	13.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	13.10.2025	0	13.11.2025	0	Sanirano	13.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	13.10.2025	0	13.11.2025	0	Sanirano	13.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	13.10.2025	0	13.11.2025	0	Sanirano	13.02.2026.	TIP 2	100%
NE	DA					U postupku	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	14.10.2025.	0	14.11.2025.	0	Sanirano	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	14.10.2025.	0	14.11.2025.	0	Sanirano	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	14.10.2025.	0	14.11.2025.	0	Sanirano	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	14.10.2025.	0	14.11.2025.	0	Sanirano	14.02.2026.	TIP 2	100%
NE	DA					U postupku	14.02.2026.	TIP 2	100%
NE	DA					U postupku	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	14.10.2025.	0	14.11.2025.	0	Sanirano	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	14.10.2025.	0	14.11.2025.	0	Sanirano	14.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	15.10.2025.	0	15.11.2025.	0	Sanirano	15.02.2026.	TIP 2	100%
DA	NE	15.10.2025.	0	15.11.2025.	0	Sanirano	15.02.2026.	TIP 2	100%

Slika 8. Raspored praćenja

Izvor: Plinacro

Tvrtka Plinacro podnijela je nadležnom tijelu prvo izvješće koje sadržava kvantifikaciju emisija metana na razini izvora, procijenjenih primjenom općih emisijskih faktora, u skladu s rokom iz Uredbe do 5. kolovoza 2025. godine.

Također, podneseno je izvješće koje uključuje kvantifikaciju emisija metana na razini izvora (LDAR pregledi) za cjelokupnu infrastrukturu transportnog sustava, sukladno roku iz Uredbe do 5. veljače 2026. godine. LDAR pregledi provode su sukladno rokovima iz Priloga I, te se izrađuju rasporedi sanacija i rasporedi praćenja sukladno Prilogu II, koji su sastavni dio svakog izvješća.

#### 4.4. Planiranje budućih LDAR aktivnosti

Sljedeći, treći LDAR pregled planiran je kao kombinirani pregled tipa 2 i tipa 1, kojim će biti obuhvaćene sve stanice transportnog sustava. Pregledi će se provoditi sukladno članku 14. Uredbe (EU) 2024/1787 i minimalnoj učestalosti utvrđenoj u točki 2. dijela 1. Priloga I. Raspored sanacije detektiranih istjecanja te plan praćenja provodit će se u skladu s Prilogom II Uredbe, uz kontinuirano izvješćivanje nadležnih tijela sukladno članku 12. Iskustva stečena provedbom LDAR aktivnosti u transportnom sustavu Plinacro d.o.o. potvrđuju da Uredba (EU) 2024/1787 predstavlja operativno primjenjiv regulatorni okvir. Sustavni pristup detekciji i sanaciji omogućuje identificiranje i smanjenje fugitivnih emisija metana, ali istodobno zahtijeva visoku razinu tehničke pripremljenosti i koordinacije. Poseban izazov predstavlja usklađivanje sanacijskih aktivnosti s potrebom očuvanja sigurnosti i pouzdanosti opskrbe plinom, što opravdava primjenu odredbi članka 14. stavka 9. u jasno definiranim slučajevima. Osim provedbe LDAR aktivnosti i primjene odredbi Uredbe, tvrtka Plinacro prati stručna događanja i sudjeluje u

webinarima, poput Methane Monday koje organizira Energy Community [10], s ciljem praćenja aktualnih informacija i primjene najboljih dostupnih tehnika za smanjenje emisija metana.

## 5. Zaključak

Provedba Uredbe (EU) 2024/1787 u tvrtki Plinacro d.o.o. pokazala je da sustavno provođenje LDAR pregleda predstavlja učinkovit mehanizam za smanjenje emisija metana na plinskom transportnom sustavu. Nakon provedbe LDAR pregleda tipa 1 i tipa 2, koji su obuhvaćali detekciju i sanaciju propuštanja metana na plinskom transportnom sustavu, ključnu ulogu u kvantifikaciji fugitivnih emisija metana ima pretvorba mjernih jedinica u skladu s metodologijom iz znanstvenog rada [2]. Kvantifikacija se temelji na primjeni korelacijskih odnosa između izmjerenih koncentracija i izračunatih stopa emisije metana, čime se dobivaju konkretni rezultati koji su bili osnova za izradu izvješća koja su dostavljena nadležnim tijelima prema članku 12. iz Uredbe. Navedena izvješća prikazuju postupno smanjenje ukupnih fugitivnih emisija metana na plinskom transportnom sustavu od početka primjene Uredbe. Dosadašnja iskustva potvrđuju važnost postojanja jasno definiranog regulatornog okvira, primjene standardiziranih metodologija te pravodobnog i transparentnog izvješćivanja. Stečena znanja i operativna iskustva predstavljaju čvrstu osnovu za daljnje unapređenje LDAR aktivnosti, s ciljem dugoročnog smanjenja emisija metana, uz istodobno očuvanje visoke razine sigurnosti i pouzdanosti transportnog sustava.

## Literatura:

1. Uredba (EU) 2024/1787 Europskog Parlamenta i Vijeća od 13. lipnja 2024. o smanjenju emisija metana u energetske sektoru i izmjeni Uredbe (EU) 2019/942
2. Jia, W., Jia, P., Gu, L., Ren, L., Zhang, Y., Chen, H., Wu, X., Feng, W., & Cai, J. Quantification of methane emissions from typical natural gas stations using on-site measurement technology. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 2025, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667143324000568>
3. Bošnjak R. Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2025.-2034. Zagreb, HR; 2024.
4. Plinacro d.o.o., Priručnik operatora transportnog sustava. Zagreb, HR; 2020.
5. Plinacro d.o.o., Opis transportnog sustava, <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=162>
6. Plinacro d.o.o. Upute za nadzor zaštićene zone te detekciju propuštanja plina iz plinovoda i objekata plinskog transportnog sustava, 2022.
7. Plinacro d.o.o., Sektor transporta plina, [https://www.plinacro.hr/UserDocsImages/FOTO%20\\_Uprava%20i%20direktori/ORGANI ZACIJA%2020205.png?vel=474639+](https://www.plinacro.hr/UserDocsImages/FOTO%20_Uprava%20i%20direktori/ORGANI ZACIJA%2020205.png?vel=474639+)
8. Ldar tools. <https://ldartools.com/fugitive-emissions-and-how-to-convert-concentration-to-mass/>
9. Marcogaz, Introductory document to the Best Available Techniques to Reduce Methane Emissions from Venting and Flaring Activities in the Mid-downstream Gas Sector, 2024, <https://www.marcogaz.org/publications/introductory-document-to-the-best-available-techniques-to-reduce-methane-emissions-from-venting-and-flaring-activities-in-the-mid-downstream-gas-sector/>
10. Energy Community Secretariat. <https://www.energy-community.org/events/Upcoming-events.html>

## Kako postići NIS2 sukladnost

### *How to achieve NIS2 compliance?*

**Dražen Dorić**

FERIT, Osijek, Republika Hrvatska

**Kruno Jurlina**

ATO Inženjering d.o.o., Osijek, Republika Hrvatska

**Sandra Vdovjak**

ATO Inženjering d.o.o., Osijek, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

Rad se bavi izazovima kibernetičke sigurnosti u sustavima distribucije plina u kontekstu zahtjeva Direktive NIS2 i nacionalnog Zakona o kibernetičkoj sigurnosti (ZKS). Posebno se naglašavaju razlike između IT i OT sustava te činjenica da incidenti u OT okruženju mogu imati izravne posljedice na sigurnost ljudi, imovine i okoliša. Predstavljen je model zrelosti organizacija kroz tri razine („juniori”, „seniori”, „veterani”) koji odražava tipično stanje u industriji te pomaže u planiranju razvoja programa kibernetičke sigurnosti. Rad predlaže fazni pristup: (0) preuzimanje odgovornosti Uprave i imenovanje odgovorne osobe za kibernetičku sigurnost, (1) sustavna procjena kibernetičkih rizika uz izradu inventara i mrežnih dijagrama, (2) implementacija organizacijskih i tehničkih mjera temeljenih na principu obrane po dubini te (3) uspostava procesa održavanja i odgovora na incidente. Posebna pozornost posvećena je budžetiranju troškova kibernetičke sigurnosti tijekom životnog vijeka OT sustava. Predloženi pristup omogućuje operatorima distribucije plina postupno postizanje usklađenosti s NIS2 i ZKS uz racionalno korištenje resursa te povećanje ukupne otpornosti kritične infrastrukture.

**Ključne riječi:** distribucija plina, kibernetička sigurnost, NIS2, OT sustavi, Zakon o kibernetičkoj sigurnosti

#### **Abstract**

*The paper addresses cybersecurity challenges in gas distribution systems within the context of the NIS2 Directive requirements and the national Cybersecurity Act. It places particular emphasis on the differences between IT and OT systems, highlighting that incidents in the OT environment can have direct consequences for human safety, property, and the environment. An organizational maturity model is presented in three levels ("juniors," "seniors," and "veterans"), reflecting the typical state of the industry and assisting in planning cybersecurity program development. The paper proposes a phased approach: (0) Management taking responsibility and appointing a designated person for cybersecurity, (1) Systematic cyber risk assessment alongside the creation of inventory and network diagrams, (2) Implementation of organizational and technical measures based on the defense-in-depth principle and (3) Establishment of maintenance and incident response processes.*

*Special attention is paid to budgeting cybersecurity costs throughout the OT system's lifecycle. The proposed approach enables gas distribution operators to achieve gradual compliance with NIS2 and the national Cybersecurity Act by optimizing resource use while increasing the overall resilience of critical infrastructure.*

**Keywords:** cybersecurity, Cybersecurity Act, gas distribution, NIS2, OT systems

## 1. Uvod

Plinski distribucijski sustavi dio su kritične infrastrukture čija pouzdanost i sigurnost izravno utječe na gospodarstvo i sigurnost ljudi. Digitalizacija poslovnih procesa i sve veća povezanost informacijskih (IT) i operativnih tehnologija (OT) doveli su do značajnog povećanja izloženosti kibernetičkim prijetnjama. U takvom okruženju plinske tvrtke više ne mogu promatrati kibernetičku sigurnost samo kao tehničko pitanje, nego kao sastavni dio upravljanja rizicima i kontinuitetom poslovanja.

Direktiva NIS2 i pripadajući nacionalni Zakon o kibernetičkoj sigurnosti (ZKS) uvode jasne obveze za operatore ključnih i važnih usluga, među kojima su i operatori plinskih distribucijskih sustava. Osim tehničkih mjera, NIS2 snažno naglašava odgovornost uprava, potrebu za sustavnim upravljanjem kibernetičkim rizicima te uspostavu organizacijskog i procesnog okvira kibernetičke sigurnosti. Cilj ovog rada je prikazati praktičan, fazni pristup uspostavi programa OT kibernetičke sigurnosti u plinskim distribucijskim sustavima, s naglaskom na postizanje sukladnosti s NIS2 i ZKS-om.

## 2. Trenutno stanje kibernetičke sigurnosti u industrijskim tvrtkama

Industrijske tvrtke u Republici Hrvatskoj, uključujući i subjekte iz plinskog sektora, mogu se grubo podijeliti u tri skupine zrelosti kibernetičke sigurnosti: „juniori”, „seniori” i „veterani” kako je prikazano u tablici 1. Pod nazivom „Industrijske tvrtke“ podrazumijevaju se sve proizvodne, energetske i tehnološke tvrtke koje koriste sustave automatizacije (PLC, SCADA, senzori, aktuatori i dr.) po tzv. industrijskim standardima.

Tablica 1. Pojednostavljeni prikaz trenutnog stanja kibernetičke sigurnosti u RH

„Industrijske tvrtke”	JUNIORI	SENIORI	VETERANI
Procijenjeni udio	50 %-60 %	30 %-40 %	10 %-20 %
Stupanj zrelosti	Postaju svjesni opasnosti i regulative	Svjesni opasnosti i nešto su počeli poduzimati	Upravljaју rizicima
Budžetiranje	Kako uspostaviti budžet i kolike su kazne za neusklađenost? Što je prihvatljivi minimum?	Kako povećati budžet za uspostavu programa?	Kako postići održivost uspostavljenog programa zaštite?
Kompetencije/Ljudski resursi	Imamo li mi uopće ljude s odgovarajućim kompetencijama za to?	U kojoj mjeri se osloniti na vlastite, a kojoj vanjske resurse?	Kako zadržati stručnjake? Kako optimirati troškove resursa?
Aktivnosti	GAP analiza i/ili osnovna procjena rizika Često se OT sigurnost zanemaruje	Planiraju i/ili implementiraju mjere Pokušaj razdvajanja IT i OT sigurnosti	Imaju uspostavljen kružni PDCA proces Vode računa o IT i OT kibernetičkoj sigurnosti
Sukladnost sa NIS2	Nisu sukladni	Određeni stupanj sukladnosti	Visok stupanj sukladnosti

U skupinu „juniora” pripada približno 50–60 % tvrtki koje tek postaju svjesne opasnosti i regulatornih zahtjeva te često nemaju jasno definiran budžet ni osobu odgovornu za kibernetičku sigurnost. „Seniori” (30–40 % tvrtki) već poduzimaju prve organizacijske i tehničke mjere, ali tek djelomično razdvajaju IT i OT sigurnost te se nalaze na putu prema višoj razini sukladnosti. „Veterane” čine 10–20 % tvrtki koje imaju uspostavljen kružni PDCA proces, aktivno upravljaju rizicima te postižu visok stupanj sukladnosti s regulatornim zahtjevima.

U praksi se pokazuje da se OT sigurnost često zanemaruje u odnosu na IT sigurnost, iako je posljedica incidenta u OT okruženju potencijalno ugrožavanje sigurnosti ljudi, okoliša i imovine. U plinskim sustavima OT obuhvaća opremu i sustave povezane s fizičkim svijetom (npr. sustavi nadzora i upravljanja, mjerni i regulacijski uređaji), dok IT sustavi prvenstveno obrađuju financijske podatke, očitavanja, billing, asset management i sl. Razlika u posljedicama incidenta ključan je argument za sustavan pristup kibernetičkoj sigurnosti OT sustava u plinskoj distribuciji.

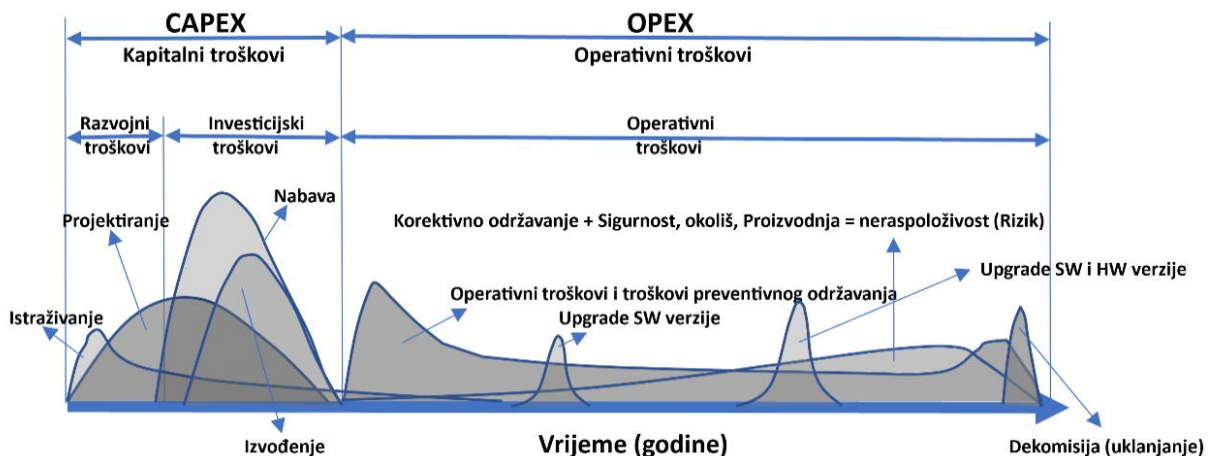
### 3. Regulatorni okvir: NIS2 i Zakon o kibernetičkoj sigurnosti

Direktiva NIS2 postavlja minimalne zahtjeve za sigurnost mrežnih i informacijskih sustava za određene sektore, uključujući energetiku i plin. U hrvatski pravni okvir ovi zahtjevi preneseni su kroz Zakon o kibernetičkoj sigurnosti, koji definira obveze subjekata, nadležne institucije i kaznene odredbe za neusklađenost. Za plinske distribucijske tvrtke to znači da moraju identificirati kritične sustave, procijeniti kibernetičke rizike, uvesti organizacijske i tehničke mjere te uspostaviti procese za nadzor, izvještavanje i odziv na incidente.

Posebno je naglašena odgovornost uprave: krajnju odgovornost za kibernetičku sigurnost snosi uprava odnosno odgovorno rukovodstvo organizacije. Uprava je dužna odobriti mjere upravljanja kibernetičkim rizicima, nadzirati njihovu provedbu te osigurati odgovarajuće resurse. Zakon propisuje i obvezu imenovanja odgovorne osobe ili ustrojstvene funkcije za kibernetičku sigurnost (CISO funkcija) s jasno definiranim ovlastima, znanjima i resursima.

### 4. Posebnosti OT sustava u distribuciji plina i budžetiranje

Životni vijek OT sustava u industriji, pa tako i u plinskoj distribuciji, tipično iznosi najmanje 25 godina. Za ilustraciju duljine tog razdoblja može poslužiti činjenica da je u razdoblju od godine 2000. do danas promijenjeno više generacija PC računala, operativnih sustava, OT i IT opreme, a među ostalim promijenjen je i standard dimenzija monitora s 4:3 na 16:9, što sve utječe na potrebu za nadogradnjama kako bi se sustav mogao održavati i štiti. Ugroza u IT sustavu primarno narušava integritet podataka, dok u OT sustavu može dovesti do prekida opskrbe plinom ili ugrožavanja sigurnosti ljudi i okoliša odnosno reputacije.



Slika 1. Prikaz troškova OT sustava tijekom životnog vijeka [1]

Troškovi tijekom životnog vijeka OT sustava (slika 1) mogu se promatrati kroz CAPEX i OPEX stavke. CAPEX uključuje istraživanje, projektiranje, razvojne i investicijske troškove, nabavu i izvođenje. OPEX obuhvaća operativne troškove, korektivno i preventivno održavanje, nadogradnje programskih i hardverskih verzija te konačnu dekomisiju sustava [2]. Unutar tih troškova potrebno je jasno izdvojiti faze povezane s kibernetičkom sigurnošću (planiranje, implementacija, održavanje, nadogradnje), što zahtijeva pravovremeno i realno budžetiranje kroz cijeli životni vijek sustava.

## 5. Preporučeni fazni pristup uspostavi programa OT kibernetičke sigurnosti

### 5.1. Nulti korak – obaveza uprave i formiranje tima

Prvi preduvjet učinkovitog programa OT kibernetičke sigurnosti je formalna odluka uprave o uspostavi programa i formiranju provedbenog tima za kibernetičku sigurnost, a prikazan je u tablici 2. U skladu sa ZKS-om, potrebno je imenovati odgovornu osobu ili funkciju za kibernetičku sigurnost (CISO) s odgovarajućim ovlastima, znanjima i osiguranim resursima. Zaduženja odgovorne osobe uključuju uspostavu mjera upravljanja kibernetičkim rizicima, njihovu provedbu te kontinuirani nadzor učinkovitosti.

Ključan element je jasna poveznica između odgovorne osobe za kibernetičku sigurnost i uprave, pri čemu uprava mora odobriti predložene mjere, pratiti njihovu realizaciju i osigurati potrebna financijska i kadrovska sredstva. U plinskim tvrtkama, gdje se tehnička i poslovna odgovornost često dijeli između više organizacijskih cjelina, važno je da ovaj tim uključuje stručnjake za OT, IT, sigurnost, pravne i regulatorne aspekte.

Tablica 2. Preporučeni pristup uspostavi programa OT kibernetičke sigurnosti – 0. korak – obaveza Uprave

Formiranje provedbenog tima za kibernetičku sigurnost - ZKS	Obaveza imenovanja odgovorne osobe ili ustrojstvene funkcije za kibernetičku sigurnost
Formalni status funkcije prema ZKS-u (CISO)	Odgovorna osoba ili funkcija mora imati: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Odgovarajuće ovlasti</li> <li>• Potrebna znanja i stručnost</li> <li>• Osigurane resurse za obavljanje zadaća</li> </ul>
Zaduženja odgovorne osobe za kibernetičku sigurnost	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uspostava mjera upravljanja kibernetičkim rizicima</li> <li>• Provedba tih mjera</li> <li>• Kontinuirani nadzor njihove učinkovitosti</li> </ul>
Odnos odgovorne osobe za kibernetičku sigurnost i uprave (prema ZKS-u i uredbi, krajnju odgovornost za kibernetičku sigurnost snosi uprava odnosno odgovorno rukovodstvo organizacije)	Uprava je obvezna: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Odobriti mjere upravljanja kibernetičkim rizicima</li> <li>• Nadzirati njihovu provedbu</li> <li>• Osigurati odgovarajuće resurse</li> </ul>

### 5.2. Prvi korak – Procjena rizika

Procjena kibernetičkog rizika temelj je za svaku daljnju aktivnost. Uobičajeno se provodi općenita procjena kibernetičkog rizika, kojom se prepoznaju preduvjeti za kontinuitet poslovanja, te detaljna procjena kojom se izrađuju inventari imovine, mrežni dijagrami i dijagrami tokova

podataka kako je prikazano u tablici 3. Za plinske distribucijske sustave to uključuje identifikaciju svih kritičnih OT i IT komponenti, komunikacijskih veza, udaljenih lokacija i sučelja prema vanjskim partnerima.

Tablica 3. Preporučeni pristup uspostavi programa OT kibernetičke sigurnosti – 1. korak – Procjena rizika

Procjena rizika	Aktivnosti
Definiranje vremenskog okvira i budžeta za procjenu rizika	
Općenita procjena kibernetičkog rizika	Prepoznavanje preduvjeta za kontinuitet poslovanja
Detaljna procjena kibernetičkog rizika	Dokumentacija koja sadržava, među ostalim, inventar, mrežne dijagrame i dijagrame tokova podataka
Princip višeslojne zaštite ( <i>Defence in depth</i> )	Prijedlog tehničkih i administrativnih mjera za smanjenje uočenih rizika
Specifikacija programa kibernetičke sigurnosti	Smjernica za provođenje slijedećih faza i budžetiranje

Na temelju analize prijetnji i ranjivosti definira se skup mjera prema principu višeslojne zaštite (engl. *defence in depth*). Rezultat procjene rizika je specifikacija programa kibernetičke sigurnosti koja služi kao smjernica za daljnje faze i budžetiranje. U ovoj fazi osobito je važno uzeti u obzir dug životni vijek OT opreme, ograničenja u pogledu nadogradnji i zamjena te zahtjeve za kontinuiranim radom postrojenja.

### 5.3. Drugi korak – Implementacija organizacijskih i tehničkih mjera

Implementacija obuhvaća uvođenje organizacijskih i tehničkih mjera u skladu s utvrđenim rizicima kako je prikazano u tablici 4. Organizacijske mjere uključuju uspostavu tima za kibernetičku sigurnost, definiranje politika, pravila i procedura, izradu pogonskih priručnika, programe podizanja svijesti, kao i formalizirane procese upravljanja promjenama i nadogradnjama.

Tehničke mjere u OT okruženju plinskih distributera tipično obuhvaćaju: zaštitu od malicioznog koda, razdvajanje IT i OT sustava (npr. demilitarizirana zona – DMZ), segmentaciju OT mreže, primjenu vatrozida i sustava za nadzor mrežnog prometa te uvođenje sustava aktivne kibernetičke zaštite i izvještavanja (IDS, IPS, XDR i sl.). Važnu ulogu imaju i siguran udaljeni pristup, šifriranje komunikacije prema udaljenim lokacijama te primjena koncepta minimalnog povjerenja (*zero/minimal trust*). Obuka i simulacijske vježbe pomažu osoblju da stekne praktične vještine prepoznavanja i odgovora na incidente.

Tablica 4. Preporučeni pristup uspostavi programa OT kibernetičke sigurnosti – 2. korak – Implementacija

Implementacija	Aktivnosti
Uvođenje organizacijskih mjera	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uspostava tima za kibernetičku sigurnost i imenovanja, kao i politika, pravila, procedura, pogonskih priručnika, programa svijesti, upravljanja promjenama i nadogradnjama i sl.</li> </ul>
Uvođenje tehničkih mjera	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zaštita od malicioznog koda, razdvajanje IT/OT sustava (DMZ – demilitarizirana zona), segmentacija OT mreže, vatrozidi, sustavi za nadgledanje mrežnog prometa, sustavi aktivne kibernetičke zaštite i izvještavanja (IDS, IPS, XDR...)</li> <li>• Obuka i simulacijske vježbe, siguran udaljeni pristup, šifriranje prometa prema udaljenim lokacijama, metoda nultog / minimalnog povjerenja</li> </ul>

#### 5.4. Treći korak – Održavanje i odziv na incidente

Kibernetička sigurnost nije jednokratni projekt, već kontinuirani proces koji zahtijeva stalno održavanje i prilagodbu. Aktivnosti održavanja prikazane u tablici 5 uključuju dosljedno pridržavanje procedura upravljanja promjenama, redovitu i izvanrednu procjenu rizika (reevaluaciju), usklađivanje procesa nabave s programom upravljanja kibernetičkom sigurnosti te redovitu procjenu dobavljača sa stajališta sigurnosti. Edukacije i interni ili eksterni auditi doprinose očuvanju željene razine zrelosti.

Tablica 5. Preporučeni pristup uspostavi programa OT kibernetičke sigurnosti – 3. korak – Održavanje i odziv

Održavanje i odziv na incidente	Preporučene radnje
Aktivnosti održavanja	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dosljedno pridržavanje procedura za upravljanje promjenama</li> <li>• Redovita i izvanredna procjena rizika – Reevaluacija</li> <li>• Proces nabave uskladiti s programom upravljanja kibernetičke sigurnosti</li> <li>• Redovito procjenjivati dobavljače sa stajališta KS</li> <li>• Redovito provođenje edukacija i audita</li> </ul>
Priprema za odziv na incidente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redovito arhiviranje i testiranje pričuvnih kopija</li> <li>• Provođenje vježbi kontinuitet poslovanja – odgovor na incidente (oporavak – uključivo angažman trećih strana)</li> </ul>

Priprema za odziv na incidente podrazumijeva redovito arhiviranje i testiranje pričuvnih kopija, izradu i vježbanje planova kontinuiteta poslovanja te definiranje postupaka oporavka, uključujući angažman trećih strana. U plinskim sustavima, gdje zastoji mogu imati značajne posljedice, potrebno je jasno definirati prioritete oporavka, uloge i odgovornosti sudionika te komunikacijske kanale prema nadležnim institucijama i korisnicima.

## 6. Obrana po dubini u plinskim distribucijskim sustavima

Koncept obrane po dubini temelji se na ideji da se kibernetička sigurnost ne smije oslanjati na jedan sloj zaštite, već na više međusobno nadopunjujućih slojeva prikazanih na slici 2. U tipičnom modelu razlikuje se nekoliko razina: fizička sigurnost, mrežna sigurnost, sigurnost krajnjih uređaja (*endpoint*), sigurnost aplikacija, sigurnost korisnika i zaštita podataka. Ako se napadač uspije probiti kroz jedan sloj, preostali slojevi trebaju otežati ili spriječiti konačni proboj u sustav.



Slika 2. Uobičajena sigurnosna strategija kibernetičke sigurnosti po dubini

Za plinske distribucijske sustave fizička sigurnost perimetra predstavlja ključni preduvjet za primjenu ostalih tehnologija kibernetičke sigurnosti [3]. To uključuje kontrolu pristupa postrojenjima, nadzorne sustave i mehaničke barijere. Na mrežnoj razini važno je segmentirati mrežu, ograničiti i nadzirati komunikacijske kanale te koristiti prikladne sigurnosne uređaje. Na razini krajnjih uređaja i aplikacija potrebno je osigurati ažuriranja, hardverske i softverske kontrole te ograničiti privilegije korisnika. Obuka korisnika i razvoj kulture sigurnosti ključni su za smanjenje rizika od socijalnog inženjeringa i operativnih pogrešaka.

## 7. Koraci za različite razine zrelosti (juniori, seniori, veterani)

Polazeći od tri razine zrelosti, mogu se definirati prioritetni koraci za plinske tvrtke na različitim razinama razvoja kibernetičke sigurnosti sukladno tablici 6. „Juniori” trebaju prije svega donijeti odluku da započnu s uspostavom programa: imenovati osobu zaduženu za kibernetičku sigurnost, provesti početnu procjenu stanja, definirati faze provođenja i budžet te osigurati osnovne elemente obrane po dubini, osobito u području fizičke zaštite. U ovoj fazi često je korisno uključiti vanjske stručnjake („šerpe”) kako bi se ubrzao napredak i izbjegle početničke pogreške [4].

„Seniori” bi trebali nastaviti s formalizacijom organizacijskih mjera, daljnjim razvojem tehničkih mjera (pasivnih i aktivnih), jačanjem pouzdanosti opskrbnih lanaca te stalnom edukacijom i povećanjem svijesti zaposlenika. Cilj je doseći razinu „veterana”, gdje tvrtke aktivno upravljaju rizicima, sustavno upravljaju životnim ciklusom IT i OT sustava, provode redovito arhiviranje i testiranje pričuvnih kopija te njeguju „digitalnu higijenu”. Na ovoj razini uobičajene su vježbe oporavka, praćenje zakonskih propisa i najboljih praksi te kontinuirano održavanje sukladnosti sa ZKS-om [5].

Tablica 6. Preporučene aktivnosti za tvrtke različitih postignutih stupnjeva sukladnosti sa ZKS-om (NIS2)

Juniori	Seniori	Veterani
<p>Odlučiti se poduzeti prve korake:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Imenovati osobu zaduženu za KS</li> <li>• Provesti procjenu KS</li> <li>• Definirati dinamiku (faze) provođenja i budžet</li> <li>• Usvojiti obranu po dubini – riješiti fizičku zaštitu</li> <li>• Za pouzdan put na planinu – ne treba se stidjeti koristiti šerpe (vanjske stručnjake)</li> <li>• Prijeći u kategoriju sukladnosti sa zakonom na razini „seniora KS“</li> </ul>	<p>Nastaviti s aktivnostima:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Organizacijske mjere – formalizacija</li> <li>• Tehničke mjere – pasivne i aktivne</li> <li>• Voditi računa o pouzdanosti opskrbnih lanaca</li> <li>• Edukacija i svijest</li> <li>• Simulacije</li> <li>• Prijeći u kategoriju sukladnosti sa zakonom na razini „veterana KS“</li> </ul>	<p>Postići održivost:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktivno upravljati rizicima</li> <li>• Upravljanje životnim vijekom IT i OT sustava</li> <li>• Redovito arhiviranje i testiranje pričuvnih kopija aplikacija</li> <li>• Sustavna digitalna higijena</li> <li>• Voditi računa o internim i vanjskim stručnjacima</li> <li>• Provedba vježbi oporavka</li> <li>• Pratiti zakonske propise i najbolje prakse, održavati sukladnost ZKS</li> </ul>

## 8. Zaključak

NIS2 i nacionalni Zakon o kibernetičkoj sigurnosti postavljaju jasne zahtjeve pred plinske distribucijske tvrtke, ali ujedno pružaju okvir za sustavno upravljanje kibernetičkim rizicima. Zbog specifičnosti OT sustava, dugog životnog vijeka opreme i potencijalnih posljedica incidenata, kibernetička sigurnost u plinskoj distribuciji mora se promatrati kao integralni dio sigurnosti postrojenja i poslovanja.

Prikazani fazni pristup – od odluke uprave i formiranja tima, preko procjene rizika i implementacije organizacijskih i tehničkih mjera, do održavanja i odziva na incidente – pruža praktičan putokaz plinskim tvrtkama različite razine zrelosti. Primjena koncepta obrane po dubini i jasno definirani koraci za „junior“, „senior“ i „veteran“ organizacije olakšavaju planiranje i budžetiranje te omogućuju postupno, ali trajno povećanje razine kibernetičke sigurnosti i sukladnosti s NIS2.

## Literatura:

1. Dorić D., Glavaš H., Varga F. Life Cycle Management of Operational Technology, Springer: 33rd International Scientific Conference on Organization and Maintenance Technology (1st ed. 2024), Slavonski Brod, 2024.
2. Sonnemann G., Margni M., Editors: Life Cycle Management; Springer Dordrecht, 2016.
3. Dorić D., Jurlina K. Kibernetička sigurnost sustava nadzora i upravljanja u vodoopskrbi i odvodnji, aktualna problematika u vodoopskrbi i odvodnji, 2021.
4. Doric, D., Grahovac, Z. Experiences of Ato Inzenjering d.o.o. Osijek in the maintenance of the electrical part of the plant and monitoring and control systems, Conf. Series OTO2002. / Koic Z. Editor. Pp. 43-48. Osijek (2002).
5. Dorić D., Jurlina K. Realizacija sustava optimiranja potrošnje električne energije u postrojenju Termoelektrane-Toplane TE-TO Osijek. Tehnički glasnik, 2013.

## A solution for the quantification and reduction of methane emissions

**Tommaso Russo**

Automa Srl, Ancona, Italy

### Abstract

Methane emissions from natural gas transmission and distribution networks are a significant contributor to short-term climate forcing because of the high global warming potential of CH<sub>4</sub>. In recent years, regulatory frameworks - particularly within the European Union - have introduced stricter requirements for emission control. The focus shifts from periodic inspections to continuous, traceable, and verifiable monitoring approaches.

Traditional Leak Detection and Repair (LDAR) programs, which rely on scheduled inspections and manual surveys, were developed under different operational conditions. As a result, they are increasingly unable to capture the dynamic behaviour of real leakage phenomena.

Gas networks operate under continuously changing conditions. Demand varies, operating pressure fluctuates, and flow regimes shift over time. Under these circumstances, fugitive emissions may appear, evolve, and disappear between inspection campaigns. They can therefore remain undetected for extended periods. In addition, emission inventories based on generic emission factors provide only approximate estimates and do not reflect the actual condition of specific assets.

Recent European regulation requires operators not only to detect and repair leaks, but also to ensure continuous monitoring, reproducible quantification, and long-term traceability of emission data. These requirements introduce higher expectations regarding data reconciliation and verification.

This work presents an operationally validated framework that combines continuous detection, structured quantification, and adaptive mitigation. The objective is to address the temporal gaps and operational constraints that characterize traditional inspection-based approaches.

**Keywords:** fugitive emissions, gas distribution, gas network, methane emissions, rangeability, remote monitoring, remote regulation, turndown

### 1. Introduction

It is widely recognized that, in addition to CO<sub>2</sub> emissions, methane emissions contribute significantly to the climate emergency, accounting for 25% of the total. Fugitive emissions in gas networks, which are proportional to the operating gas pressure, play a crucial role in this context [1]. Consequently, any system capable of minimizing pressure levels can make a substantial contribution.

Another well-documented issue in gas networks pertains to adhering to gas meter rangeability or turndown – the flow range within which a flow meter maintains the accuracy specified in its specifications. This becomes particularly critical in installations where gas transmission operators supply gas to distributors, leading to challenges such as measurement gaps, balancing issues, and potential fees.

Seemingly, finding solutions for these two challenges simultaneously appears challenging: the need for operating pressure to respond to gas demand to mitigate fugitive emissions conflicts with the rangeability of flow meters, which imposes pressure/flow constraints in network operation.

This solution dynamically controls the setpoints of the governor in real-time, taking into account both pressure and flow rates.

GOLEM solution enables automatic and remote control of any existing regulator and inherently incorporates edge-computing capabilities used to define the specific operating logic of the system.

The intelligent algorithm dynamically formulates setpoints for the governor based on a desired daily profile, simultaneously considering the flow rate. This ensures that the operating pressure closely aligns with the target value (contributing to fugitive emissions reduction), and the flow rate consistently stays within the optimal range of the flow meter, eliminating turndown conditions.

In the initial field tests, in collaboration with the distribution operator, a daily pressure profile comprising three values (high demand, low demand, preparation for low demand) was established, along with maximum and minimum flow rates to ensure accurate measurement. The profile can also be configured on a weekly basis.

Moreover, the system incorporates logical and physical safeguards to ensure the governor's consistent operation. Mechanical safeguards guarantee the governor always operates within its defined limits, even in the absence of communication or electronic/logical crashes. Additionally, an energy backup system restores the system to the optimal setpoint in the event of a 220V power supply failure.

## 2. Methodology: detection, quantification, mitigation

The proposed architecture was developed and validated through internal field deployments and operational data. It is organized into three functional components: detection, quantification, and mitigation. Emission events are identified, translated into measurable indicators, and addressed through adaptive control strategies.

### 2.1. Methane detection

MethanEye represents the detection and quantification functions of the proposed emission management architecture. Its role is to provide continuous methane detection at asset level and to convert measured concentration data into structured emission metrics suitable for operational analysis and regulatory reporting.



Figure 1. MethanEye

The device performs fixed-point methane detection by measuring CH<sub>4</sub> concentration in parts per million (ppm) close to potential emission sources such as valves, flanges, regulators, and joints. It integrates a methane sensing element, a microcontroller for signal processing, a power supply module (battery or external), and communication interfaces within a compact enclosure certified for installation in ATEX Zone 0 environments.

Methane concentrations are acquired at configurable intervals. In battery-powered mode, the sampling frequency can be set down to 30 seconds. When externally powered, continuous acquisition is possible. At longer sampling intervals (1–3 minutes), battery lifetime can be extended up to 5–9 years under declared operating conditions.

The device also supports event-driven communication. If predefined concentration thresholds are exceeded, data are transmitted immediately. This approach reduces the delay between anomaly detection and operator awareness. The transmission strategy can be configured to balance reporting needs and field communication constraints.

Data are processed locally and transmitted either remotely via LTE to centralized monitoring platforms or directly to the operator's SCADA system. Alternatively, the device can interface with an RTU through RS485 or 4–20 mA connections. Configuration and commissioning are carried out via Bluetooth Low Energy, enabling installation and maintenance without interrupting gas supply.

In addition to concentration measurement in ppm, MethanEye provides emission estimates expressed in kg/year. This dual output supports regulatory reporting under Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942. Continuous datasets improve traceability [2], enable trend analysis, and reduce dependence on emission-factor-based estimation methods.

Because the sensor is permanently installed near potential leak sources, it can detect intermittent or transient events that occur between scheduled inspections. In this way, MethanEye complements Leak Detection and Repair (LDAR) programs by overcoming their temporal limitations and by supplying reliable input data for mitigation strategies.

The emission indicators generated by MethanEye are derived through a structured quantification logic, described in the following section.

## 2.2. Emission quantification

Emission quantification is performed directly within the MethanEye framework through a structured calculation algorithm that converts measured methane concentration values (ppm) into standardized emission indicators expressed in kg/year.

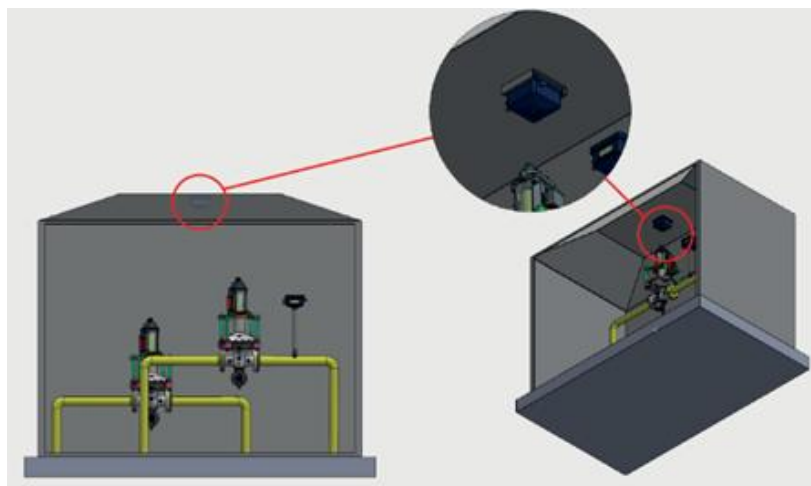


Figure 2. MethanEye in a pressure reducing station

The quantification logic accounts for the physical behaviour of methane dispersion within the enclosure.

Specifically, it is based on a two-zone model that distinguishes between the leak zone - where methane is released - and the measurement zone - where concentration is detected.

This distinction allows the algorithm to account for stratification effects and non-uniform gas distribution inside the cabinet. The calculation framework incorporates the fluid-dynamic characteristics of the enclosure, including ventilation conditions defined according to ATEX prescriptions. By considering air exchange rates and dispersion behaviour, the model translates localized concentration measurements into representative emission rates.

This approach enables emission estimation without relying on generic emission factors. Instead, it provides structured, reproducible calculations grounded in enclosure-specific physical conditions. The resulting emission indicators are suitable for regulatory reporting and longitudinal performance assessment [3].

This quantification approach is not intended to replace large-scale atmospheric models. Instead, it provides detailed, asset-level emission data that support operational decisions and regulatory documentation.

While quantification provides visibility and traceability of emission events, mitigation requires direct operational intervention at network level.

### 2.3. Adaptive pressure regulation

GOLEM-ZERO performs the mitigation function within the proposed architecture by dynamically regulating network pressure in line with actual demand conditions. The objective is to avoid unnecessary overpressure while ensuring continuity and safety of gas supply.



Figure 3. GOLEM-ZERO

Fugitive methane emissions are directly related to operating pressure. Even in compliant networks, maintaining elevated pressure during low-demand periods increases the probability that minor imperfections in joints and connection points result in leakage. Over time, sustained overpressure also accelerates mechanical stress and component wear. Adjusting pressure to reflect real consumption patterns therefore represents a practical and effective mitigation strategy. The system follows a demand-driven control approach.

Network demand is continuously evaluated, and the regulator setpoint is adjusted accordingly. During low-demand periods, such as night-time operation, pressure is reduced to limit overpressure conditions and associated emissions. During peak consumption, pressure is restored within safe operating limits to maintain service quality.

This regulation operates as a closed control loop. Flow measurements are used to guide real-time setpoint adjustments without requiring manual intervention. The control logic is organized around predefined flow-rate ranges, each associated with a corresponding pressure level. Overlapping ranges prevent instability when demand fluctuates near threshold values and ensure smooth transitions between operating conditions.

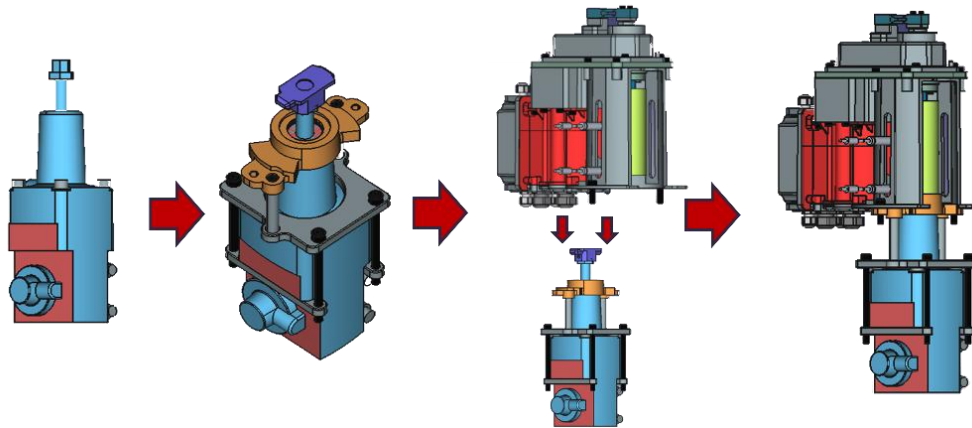


Figure 4. GOLEM-ZERO Installation

The solution is implemented as a retrofit mechanism interfacing directly with the regulator pilot screw. The regulator body and pneumatic configuration remain unchanged, and installation can be carried out without interrupting service or releasing gas to the atmosphere. Integration with supervisory systems is achieved through standard communication protocols.

Field applications in medium-complexity urban networks have shown that reducing night-time pressure from approximately 4 bar to 2.5 bar can result in estimated emission reductions exceeding 30% under specific operational conditions. Simulation analyses based on the GERG methodology indicate average reductions of approximately 12.5% in winter and 14.5% in summer scenarios [4].

By aligning operating pressure with real demand, mitigation becomes an active operational function rather than a periodic corrective measure. In this way, adaptive regulation complements detection and quantification within a coherent emission management framework.

### 3. Results

The effectiveness of the proposed detection–quantification–mitigation architecture was evaluated through field deployments and internal validation activities.

Field deployments and internal validation activities confirm that continuous methane detection combined with structured quantification enables a more accurate representation of emission behaviour compared to periodic inspection-based approaches.

The two-zone quantification model converts methane concentration measurements into emission indicators. The calculation considers gas stratification and the enclosure’s ventilation conditions defined under ATEX requirements. This approach reduces reliance on generic emission factors and supports more consistent reporting.

Continuous acquisition also enables the identification of transient or intermittent emission events that may develop between scheduled inspections. Mitigation through adaptive pressure regulation demonstrates that emission reduction can be achieved through operational control rather than structural modification of the network.

The integration of detection, quantification, and mitigation creates a consistent operational loop. Continuous emission data inform pressure regulation strategies, while adaptive pressure control reduces the likelihood and magnitude of leakage events. This combined approach improves transparency, supports regulatory compliance, and enhances asset-level emission management.

Limitations remain related to enclosure-specific modelling assumptions and to the need for appropriate sensor placement. However, the methodology provides a reproducible and scalable framework for emission monitoring in gas distribution infrastructures.

#### **4. Conclusion**

This work presents an integrated architecture for methane emission management in gas distribution networks. The proposed framework combines continuous detection, structured quantification, and adaptive mitigation within a unified operational approach.

MethanEye enables continuous methane detection and emission quantification through a two-zone calculation model that considers stratification and ATEX-defined ventilation conditions. This provides asset-level emission indicators suitable for regulatory reporting and long-term performance assessment.

GOLEM-ZERO complements this capability by implementing demand-driven pressure regulation. By preventing sustained overpressure during low-demand periods while maintaining service continuity, mitigation becomes an operational control function rather than a periodic corrective measure.

When detection, quantification, and mitigation are integrated, emission management shifts from episodic inspection to continuous operational control. Measurement informs regulation, and adaptive pressure control reduces both the probability and the magnitude of leakage events.

The results demonstrate that physically grounded quantification combined with demand-aligned pressure modulation offers a practical and scalable pathway toward regulation-ready methane management without structural modification of existing infrastructure.

#### **Literature:**

1. European Union. Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council on the reduction of methane emissions in the energy sector. Official Journal of the European Union; 2024.
2. Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942.
3. European Committee for Standardization. FprCEN/TS 17874: Methodology for methane emission quantification from gas distribution networks. Brussels: CEN; 2023.
4. European Gas Research Group. Methane Emission Estimation Method for the Gas Distribution Grid (MEEM). Brussels: GERG; 2021.

## **Učinci prijedloga izmjena Zakona o javnoj nabavi na postupke javne nabave u sektoru plina**

### ***Effects of the proposed amendments to the Public Procurement Act on public procurement procedures in the gas sector***

**Petra Šantić**

Odvjetnički ured Petra Šantić, Zagreb, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

Zakon o javnoj nabavi (NN 120/2016 i 114/2022) predstavlja opće normativni okvir kojim je uređen sustav javne nabave u Republici Hrvatskoj. Ovim zakonom utvrđuju se pravila o postupku javne nabave koji provodi javni ili sektorski naručitelj ili drugi subjekt u slučajevima određenim ovim Zakonom, radi sklapanja ugovora o javnoj nabavi robe, radova ili usluga, okvirnog sporazuma, provedbe projektnog natječaja te pravna zaštita u tim postupcima. Ponuditelji kao gospodarski subjekti koji na tržištu nude izvođenje radova ili posla, isporuku robe ili pružanje usluga sudjeluju u postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj. Naručitelji koji provode postupke javne nabave, kao i ponuditelji koji sudjeluju u predmetnim postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj u sektoru plina dužni su postupati u skladu sa Zakonom o javnoj nabavi. U četvrtom tromjesečju 2025. godine Ministarstvo gospodarstva kao stručni nositelj izradio je Nacrt prijedloga izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi. Savjetovanje s javnošću provedeno je putem portala e-Savjetovanja objavom nacrt prijedloga zakona (od 16. listopada 2025. do 15. studenoga 2025. godine) i Obrasca iskaza o procjeni učinaka propisa (od 20. siječnja 2026. do 4. veljače 2026.), kao dva odvojena savjetovanja. Zaključna ocjena nadležnog ministarstva je kako će predložene izmjene i dopune Zakona o javnoj nabavi osigurati unaprjeđenje sustava javne nabave i administrativno rasterećenje za naručitelje i gospodarske subjekte. Cilj ovog rada je pružiti pregled i analizu ključnih predloženih izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi, s posebnim osvrtom na očekivane pozitivne i negativne učinke koji će proisteći iz provedbe za naručitelje i ponuditelje koji sudjeluju u postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj u sektoru plina.

**Ključne riječi:** javna nabava, plin, ponuditelji, pravna zaštita, sektorski naručitelji, zakonodavstvo EU

#### **Abstract**

*The Public Procurement Act (OG 120/2016 and 114/2022) represents a general normative framework that regulates the public procurement system in the Republic of Croatia. This Act lays down the rules on the public procurement procedure conducted by a public or sectoral contracting authority or other entity in the cases specified by this Act, for the purpose of concluding a supply, works or services contract, a framework agreement, the implementation of a design tender and legal protection in these procedures. Bidders, as economic operators that offer the execution of works or a work, the supply of products or the provision of services on the market, participate in public procurement procedures in the Republic of Croatia. Contracting authorities conducting public procurement procedures, as well as bidders participating in the public procurement procedures in the Republic of Croatia in the gas sector, are obliged to act in accordance with the Public Procurement Act. In the fourth quarter of 2025, the Ministry of Economy, as a primary drafter, prepared a Draft Proposal for Amendments to the Public Procurement Act. The public consultation was conducted through the e-Consultations portal by publishing the draft bill (from 16 October 2025 to 15 November 2025) and the Regulatory Impact Assessment Statement Form (from 20 January 2026 to 4 February 2026), as two separate consultations.*

*The final assessment of the line ministry is that the proposed amendments to the Public Procurement Act will ensure the improvement of the public procurement system and*

*administrative relief for contracting authorities and economic entities. The aim of this paper is to provide an overview and analysis of the key proposed amendments to the Public Procurement Act, with special reference to the expected positive and negative effects that will result from the implementation for contracting authorities and bidders participating in public procurement procedures in the Republic of Croatia in the gas sector.*

**Keywords:** *bidders, EU legislation, gas, legal protection, public procurement, sectoral contracting authorities*

## 1. Uvod

Trenutno važeći zakon koji uređuje područje javne nabave u Republici Hrvatskoj je Zakon o javnoj nabavi (NN 120/16), koji je stupio na snagu 1. siječnja 2017. i Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi (NN 114/22), koji je stupio na snagu 11. listopada 2022. (dalje: „**Zakon o javnoj nabavi**“ ili „**ZJN**“).

Zakon o javnoj nabavi predstavlja opće normativni okvir kojim je uređen sustav javne nabave u Republici Hrvatskoj. Zakonom se utvrđuju pravila o postupku javne nabave koji provodi javni ili sektorski naručitelj ili drugi subjekt u slučajevima određenim ovim Zakonom, radi sklapanja ugovora o javnoj nabavi robe, radova ili usluga, okvirnog sporazuma, provedbe projektnog natječaja te pravna zaštita u tim postupcima.

Zakon o javnoj nabavi sadrži odredbe koje su u skladu s direktivama Europske unije u području javne nabave, kao primjerice, 1. Direktivom 2014/24/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 26. veljače 2014. o javnoj nabavi i o stavljanju izvan snage Direktive 2004/18/EZ (SL L 94, 28. 3. 2014.) (dalje: „**Direktiva 2014/24/EU**“), 2. Direktivom 2014/25/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 26. veljače 2014. o nabavi subjekata koji djeluju u sektoru vodnog gospodarstva, energetskom i prometnom sektoru te sektoru poštanskih usluga i stavljanju izvan snage Direktive 2004/17/EZ (SL L 94, 28. 3. 2014.) (dalje: „**Direktiva 2014/25/EU**“), 3. Direktivom Vijeća 89/665/EEZ od 21. prosinca 1989. o usklađivanju zakona i drugih propisa u odnosu na primjenu postupaka kontrole na sklapanje ugovora o javnoj nabavi robe i javnim radovima (SL L 395, 30. 12. 1989.), kako je posljednje izmijenjena Direktivom 2014/23/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 26. veljače 2014. o dodjeli ugovora o koncesiji (SL L 94, 28. 3. 2014.), itd.

Javna nabava u sektoru plina uređena je posebnim odredbama Zakona o javnoj nabavi koje se primjenjuju na sektorske djelatnosti u području plina i toplinske energije.

Zakon o javnoj nabavi sadržava posebne odredbe koje primjenjuje sektorski naručitelj kada nabavlja robu, radove ili usluge za potrebe obavljanja sektorskih djelatnosti.

Sektorske djelatnosti u području plina i toplinske energije definirane su kao „1. pružanje fiksne mreže ili upravljanje fiksnim mrežama namijenjenih pružanju usluge javnosti u vezi s proizvodnjom, prijenosom ili distribucijom plina ili toplinske energije, te 2. isporuku plina ili toplinske energije takvim mrežama [1]“.

Prema zakonskoj definiciji, „sektorski naručitelji su: 1. javni naručitelji koji obavljaju jednu od sektorskih djelatnosti, 2. trgovačka društva u kojima javni naručitelj ima ili može imati, izravno ili neizravno, prevladavajući utjecaj na temelju svojeg vlasništva, financijskog udjela ili na temelju pravila kojima je društvo uređeno i koja obavljaju jednu od sektorskih djelatnosti, te 3. drugi subjekti koji obavljaju jednu od sektorskih djelatnosti na temelju posebnih ili isključivih prava koja im je dodijelilo nadležno tijelo [1]“.

Ponuditelji kao gospodarski subjekti koji na tržištu nude izvođenje radova ili posla, isporuku robe ili pružanje usluga sudjeluju u postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj.

Naručitelji koji provode postupke javne nabave, kao i ponuditelji koji sudjeluju u predmetnim postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj u sektoru plina dužni su postupati u skladu sa Zakonom o javnoj nabavi.

Dosadašnja primjena Zakona o javnoj nabavi ukazala je na potrebu unaprjeđenja zakonskog okvira i otklanjanja određenih nejasnoća uočenih u praksi.

U četvrtom tromjesečju 2025. godine Ministarstvo gospodarstva kao stručni nositelj izradio je Nacrt prijedloga izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi.

Savjetovanje s javnošću provedeno je putem portala e-Savjetovanja objavom nacrta prijedloga zakona (od 16. listopada 2025. do 15. studenoga 2025. godine) [8] i Obrasca iskaza o procjeni učinaka propisa (od 20. siječnja 2026. do 4. veljače 2026.) [9], kao dva odvojena savjetovanja.

Nacrt prijedloga zakona o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi raspravljen je na 146. sjednici Vlade RH dana 11. veljače 2026. Potom je Prijedlog zakona o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi upućen u Hrvatski sabor te je dana 20. veljače 2026. prošao prvo čitanje. Sve primjedbe, prijedlozi i mišljenja upućeni su Vladi RH kao predlagatelju radi pripreme Konačnog prijedloga zakona.

U ovom radu daje se pregled i analiza ključnih predloženih izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi, s posebnim osvrtom na očekivane pozitivne i negativne učinke koji će proisteći iz provedbe za naručitelje i ponuditelje koji sudjeluju u postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj u sektoru plina.

## 2. Prijedlog izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi

Prijedlog zakona o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi (dalje: „**Prijedlog zakona**“) koji je dana 20. veljače 2026. prošao prvo čitanje u Hrvatskom, sadrži 87 članaka, dok sam Zakon o javnoj nabavi sadrži ukupno 452 članka.

Polazeći od Prijedloga zakona, u nastavku se daje pregled i analiza ključnih predloženih izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi:

### 2.1. Pojam „neprihvatljiva ponuda“

Prema odredbi članka 3. točke 13. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „neprihvatljiva ponuda je svaka ponuda čija cijena prelazi planirana, odnosno osigurana novčana sredstva naručitelja za nabavu ili ponuda ponuditelja koji ne ispunjava kriterije za kvalitativni odabir gospodarskog subjekta [1]“.

Prema odredbi članka 295. stavak 1. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „javni naručitelj obvezan je odbiti ponudu za koju, na temelju rezultata pregleda i ocjene ponuda i provjere uvjeta iz članka 291. ovoga Zakona, utvrdi da je nepravilna, neprikladna ili neprihvatljiva te na temelju kriterija za odabir ponude odabire ponudu ponuditelja koji je podnio ekonomski najpovoljniju ponudu [1]“.

Članak 298. stavak 1. točka 9. važećeg Zakona o javnoj nabavi propisuje da je „javni naručitelj obvezan poništiti postupak javne nabave ako je cijena najpovoljnije ponude veća od procijenjene vrijednosti nabave, osim ako javni naručitelj ima ili će imati osigurana sredstva [1]“.

U obrazloženju Prijedloga zakona navodi se da je „primjenom Zakona o javnoj nabavi uočeno da je definicija pojma „neprihvatljiva ponuda“ dovela do nejasnoća jer ista neposredno utječe na odredbe članka 295. stavka 1. i članka 298. stavka 1. točke 9. Zakona o javnoj nabavi s obzirom da Zakon ne određuje pojam „planiranih odnosno osiguranih novčanih sredstava“ već samo odredbe o procijenjenoj vrijednosti nabave [2]“.

Naime, obzirom na formulaciju odredbe članka 298. stavka 1. točke 9. Zakona o javnoj nabavi proizlazi da naručitelj može odabrati neprihvatljivu ponudu, iako je u članku 295. Zakona propisano da je takvu ponudu naručitelj obavezan odbiti.

„Stoga je ocijenjeno da je potrebno izmijeniti odredbu članka 3. točke 13. Zakona o javnoj nabavi koja određuje pojam „neprihvatljiva ponuda“ kako bi se otklonili problemi u praksi iz razloga kada cijena ponude prelazi procijenjenu vrijednost nabave odnosno osigurana sredstva naručitelja [2].

Prema članku 1. stavak 2. Prijedloga zakona, pojam „neprihvatljiva ponuda“ u Zakonu o javnoj nabavi, u članku 3. točka 13. mijenja se i glasi: „13. neprihvatljiva ponuda je svaka ponuda čija cijena prelazi procijenjenu vrijednost nabave, odnosno osigurana novčana sredstva naručitelja za nabavu ili ponuda ponuditelja koji ne ispunjava kriterije za kvalitativni odabir gospodarskog subjekta i ponuda ponuditelja za kojeg se utvrdi da je u sukobu interesa sukladno odredbama članka 81. ovoga Zakona. [2]“.

Predložena definicija pojma „neprihvatljiva ponuda“ „također predviđa da isti pojam obuhvati postojanje sukoba interesa u slučajevima kada se tijekom pregleda i ocjene ponuda utvrdi da je ponuditelj u sukobu interesa s nekim od predstavnika naručitelja te kako bi naručitelj nedvojbeno mogao odbiti takvu ponudu kao neprihvatljivu [2]“.

## 2.2. Sukob interesa kao fakultativna osnova za isključenje

Prema odredbi članka 254. stavak 1. točka 5. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „javni naručitelj može isključiti gospodarskog subjekta iz postupka javne nabave ako se sukob interesa u smislu poglavlja 8. glave III. dijela prvog ovoga Zakona ne može učinkovito ukloniti drugim, manje drastičnim mjerama [1]“.

Prema članku 32. Prijedloga zakona, navedena odredba članka 254. stavka 1. točke 5. Zakona o javnoj nabavi se briše, uz obrazloženje kako je „naručitelj sada obavezan, u slučaju kada izuzimanje predstavnika nije moguće ili se njime ne može otkloniti sukob interesa, odbiti ponudu [2]“.

## 2.3. Status „sektorski naručitelji“ – prevladavajući utjecaj javnog naručitelja

Prema članku 3. Prijedlogu zakona, mijenja se odredba članka 7. stavak 2. važećeg Zakona o javnoj nabavi na način da se propisuju „uvjeti za prevladavajući utjecaj javnog naručitelja u odnosu na udjele u trgovačkim društvima te dionice dioničkih društava koje su do sada bile propisane kao uvjet za prevladavajući utjecaj o čemu ovisi status sektorskog naručitelja ako javni naručitelj ima prevladavajući utjecaj na trgovačko društvo [2]“.

## 2.4. Povećani pragovi za primjenu Zakona o javnoj nabavi

U svrhu usklađivanja s pragovima drugih članica EU, propisuje se povećanje vrijednosnih pragova za primjenu Zakona o javnoj nabavi propisani u članku 12. tako da se isti ne primjenjuje na nabavu robe i usluga te provedbu projektnih natječaja procijenjene vrijednosti manje od 50.000,00 eura (umjesto dosadašnjeg praga od 26.540,00 eura) te za nabavu radova procijenjene vrijednosti manje od 100.000,00 eura (umjesto dosadašnjeg praga od 66.360,00 eura).

Nadalje, određuje se povećanje vrijednosnih pragova za primjenu Zakona o javnoj nabavi tako da se isti ne primjenjuje na nabavu u diplomatskim misijama i konzularnim uredima Republike Hrvatske u inozemstvu robe i usluga te provedbu projektnih natječaja procijenjene vrijednosti manje od 140.000,00 eura (umjesto dosadašnjeg praga od 126.080,00 eura) te radova procijenjene vrijednosti manje od 700.000,00 eura (umjesto dosadašnjeg praga od 530.880,00 eura).

Također, člankom 4. Prijedloga zakona propisuje se iznimka kada se na jednostavnu nabavu primjenjuje Zakon o javnoj nabavi.

## 2.5. Pravila za provedbu jednostavne nabave

Člankom 5. Prijedloga zakona mijenja se članak 15. važećeg Zakona o javnoj nabavi na način da se propisuju nova pravila za provedbu jednostavne nabave.

Uvodi se obveza provođenja jednostavne nabave u modulu u Elektroničkom oglasniku javne nabave Republike Hrvatske (dalje: EOJN RH) za sve nabave iznad 15.000,00 eura, „kao mjera koja doprinosi borbi protiv korupcije te povećava transparentnost jednostavne nabave, sukladno ciljevima iz Strategije sprječavanja korupcije za razdoblje od 2021. do 2030. godine [2]“.

Naručitelj je obvezan provesti postupak jednostavne nabave putem javne objave u modulu jednostavne nabave za nabavu robe i usluga čija je procijenjena vrijednost veća od 25.000,00 eura te za nabavu radova čija je procijenjena vrijednost veća od 45.000,00 eura.

Propisuju se i iznimke kada naručitelj nije obvezan provesti postupak jednostavne nabave putem javne objave u modulu jednostavne nabave. Pritom je naručitelj obvezan navesti i obrazložiti razloge za primjenu iznimke u modulu jednostavne nabave EOJN RH.

Nadalje, propisuje se obveza naručitelju da pravila, uvjete i postupke jednostavne nabave naručitelj uredi općim aktom. Općim aktom naručitelj je obvezan urediti pravila o poštivanju načela javne nabave i sprječavanju, prepoznavanju i uklanjanju sukoba interesa, te propisati pravnu zaštitu gospodarskim subjektima putem prigovora čelniku tijela odnosno odgovornoj osobi naručitelja propisuje za nabave čija je procijenjena vrijednost veća od 15.000,00 eura.

## 2.6. Plan nabave i registar ugovora

Člankom 6. Prijedloga zakona mijenja se članak 28. važećeg Zakona o javnoj nabavi koji uređuje plan nabave i registar ugovora.

Naručitelj je obvezan donijeti plan nabave za kalendarsku umjesto za proračunsku ili poslovnu godinu.

U obrazloženju Prijedloga zakona se navodi da „s obzirom da je člankom 4. stavkom 1. i člankom 7. stavkom 1. Pravilnika o planu nabave, registru ugovora, prethodnom savjetovanju i analizi tržišta (NN 101/17, 144/20 i 30/23) propisano da se plan nabave i registar ugovora objavljuju u EOJN RH, određuje se obveza objave plana nabave i registra ugovora u EOJN RH kao zamjena za dosadašnju objavu na internetskim stranicama naručitelja [2]“.

Nadalje, propisuje se i „obveza sektorskih naručitelja da u EOJN RH unesu plan nabave i sve njegove kasnije izmjene, s obzirom da se dokumentacija o nabavi generira iz unesenih podataka u IT sustav [2]“.

Propisuje se obveza navesti u planu nabave i registru ugovora sve predmete nabave čija je vrijednost jednaka ili veća od 5.000,00 eura bez PDV-a (umjesto dosadašnjeg iznosa od 2.650,00 eura).

Dodatno, „s ciljem ostvarivanja što veće transparentnosti sklopljeni ugovori između subjekata u javnom sektoru temeljem izuzeća od primjene Zakona o javnoj nabavi propisanih člankom 33. i 34. istoga Zakona moraju se objaviti u registru ugovora s obrazloženjem za primjenu izuzeća [2]“.

## 2.7. Elektronički oglasnik javne nabave Republike Hrvatske (EOJN RH)

Prema članku 8. Prijedloga zakona, predložene su izmjene odredbi članka 68. važećeg Zakona o javnoj nabavi, na način da se „briše vrijeme do 18,00 sati na dan koji je određen kao dan slanja objave te se omogućava objavljivanje i nakon tog vremena.

Ovim se člankom propisuje obvezna komunikacija naručitelja i gospodarskog subjekta kroz EOJN RH jer su ispunjeni svi uvjeti za isto, budući da se kroz EOJN RH odvijaju sve faze postupaka javne nabave.

Nadalje, putem EOJN RH omogućava se i razmjena digitalno potpisanih ugovora o javnoj nabavi između naručitelja i odabranog ponuditelja [2]“.

## 2.8. Sukob interesa

Prema članku 75. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „naručitelj je obvezan poduzeti prikladne mjere da učinkovito spriječi, prepozna i ukloni sukobe interesa u vezi s postupkom javne nabave kako bi se izbjeglo narušavanje tržišnog natjecanja i osiguralo jednako postupanje prema svim gospodarskim subjektima [1]“.

Člankom 11. Prijedloga zakona mijenja se stavak 3. članka 76. Zakona o javnoj nabavi na način da se „proširuje sukob interesa i na gospodarske subjekte kojima se smatraju ponuditelj, natjecatelj, član zajednice, podugovaratelj i drugi subjekt na koje se ponuditelj oslanja s obzirom da isti dokazuju sposobnost gospodarskog subjekta i u pravilu sudjeluju u izvršenju ugovora o javnoj nabavi (radovi i usluge) [2]“.

Člankom 12. Prijedloga zakona mijenja se stavak 1. članka 77. Zakona o javnoj nabavi na način da se odredbe članka 77. stavka 1. Zakona o javnoj nabavi „proširuju na sve povezane osobe koje su predstavnici naručitelja navedeni u članku 76. stavku 2. istoga Zakona (ne samo čelnika, člana upravnog, upravljačkog ili nadzornog tijela naručitelja) [2]“.

Nadalje, člankom 12. Prijedloga zakona briše se stavak 2. članka 77. Zakona o javnoj nabavi koji propisuje da „iznimno, sukob interesa ne postoji ako je povezana osoba predstavnika naručitelja poslovne udjele, dionice odnosno druga prava na temelju kojih sudjeluje u upravljanju odnosno u kapitalu gospodarskog subjekta s više od 0,5% stekla u razdoblju od najmanje dvije godine prije imenovanja odnosno stupanja na dužnost predstavnika naručitelja s kojim je povezana [1]“. Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „činjenica da je član obitelji predstavnika naručitelja udio stekao prije dvije ili više godina prije imenovanja predstavnika naručitelja, ne znači da *a priori* ne postoji sukob interesa [2]“.

Člankom 14. Prijedloga zakona mijenja se članak 81. Zakona o javnoj nabavi na način da se propisuje „nova obveza izuzimanja predstavnika naručitelja iz postupka javne nabave koji je član upravnog, upravljačkog ili nadzornog tijela naručitelja odmah po saznanju o postojanju sukoba interesa, a najkasnije dan nakon saznanja o postojanju sukoba interesa, kao i obveza o tome obavijestiti čelnika naručitelja.

U takvoj situaciji čelnik naručitelja osigurava da predstavnik naručitelja prestane sa svim aktivnostima u postupku javne nabave, određuje drugu osobu koja preuzima aktivnosti izuzetog predstavnika naručitelja u postupku javne nabave te osigurava da prethodno sudjelovanje izuzetog predstavnika ne ugrožava daljnji tijek istog postupka.

Ukoliko se radi o čelniku tijela kao i članu upravnog, upravljačkog ili nadzornog tijela naručitelja kada izuzimanje nije moguće ili se istim ne može otkloniti sukob interesa, propisuje se obveza poništenja postupka javne nabave u skladu s člankom 298. stavkom 1. točkom 10. Zakona o javnoj nabavi pod uvjetom da nakon odbijanja takve ponude ne preostane niti jedna valjana ponuda. Naime, ako za vrijeme postupka javne nabave dođe do saznanja o postojanju sukoba interesa, izuzimanjem predstavnika naručitelja koji je u sukobu interesa spriječiti će se poništenje postupka osim u slučaju kada se radi o čelniku tijela [2]“.

## 2.9. Prethodna analiza tržišta i savjetovanje sa zainteresiranim gospodarskim subjektima

Člankom 19. Prijedloga zakona mijenja se članak 198. stavak 1. važećeg Zakona o javnoj nabavi na način da se propisuje „obvezno provođenje analize tržišta prije pokretanja postupaka javne nabave kako bi se isti što kvalitetnije pripremili te samim time bili provedeni u kraćem vremenu [2]“.

Nadalje, mijenja se članak 198. stavak 3. Zakona o javnoj nabavi te se propisuje da se „u slučaju propisno opravdane žurne situacije od strane naručitelja u otvorenom, ograničenom postupku i natjecateljskom postupku uz pregovore velikih vrijednosti u kojima se određuje kraći rok za dostavu ponuda odnosno zahtjeva za sudjelovanje, ne primjenjuju odredbe o obveznosti prethodnog savjetovanja sa zainteresiranim gospodarskim subjektima [2]“.

Također, „proširuje se opseg podataka sa procijenjenom vrijednosti nabave i tehničkim specifikacijama te da prethodno savjetovanje sa zainteresiranim gospodarskim subjektima traje najmanje sedam dana (umjesto dosadašnjih 5 dana) kako bi se zaštitili zainteresirani ponuditelji jer je bilo slučajeva kad su naručitelji objavljivali prethodno savjetovanje na način da bi prethodno savjetovanje obuhvaćalo neradne dane čime bi umjetno skraćivali rok [2]“.

#### 2.10. Prethodno sudjelovanje natjecatelja ili ponuditelja

Člankom 20. Prijedloga zakona mijenja se članak 199. stavak 5. važećeg Zakona o javnoj nabavi na način da se uvodi obveza „naručitelja da u dokumentaciji o nabavi navede poduzete odgovarajuće mjere kako se tržišno natjecanje ne bi narušilo, ako je u pripremi postupka javne nabave na bilo koji način sudjelovao natjecatelj, ponuditelj ili gospodarski subjekt povezan s natjecateljem ili ponuditeljem, a radi sprječavanja narušavanja tržišnog natjecanja, te kako bi se postupalo sukladno načelu jednakog tretmana [2]“.

Naime, odredba članka 199. stavak 5. važećeg Zakonu o javnoj nabavi obvezuje naručitelja da u izvješću o postupku javne nabave navede poduzete odgovarajuće mjere, dok će sada naručitelj biti obavezan i u dokumentaciji o nabavi navesti mjere poduzete sukladno odredbama članka 199. Zakona o javnoj nabavi.

#### 2.11. Uvjeti pristupa podacima o mrežnim i informacijskim sustavima javnih naručitelja

Člankom 21. Prijedloga zakona iza članka 200. dodaje se novi članak 200.a „kojim se javnim naručiteljima omogućuje da dokumentacijom o nabavi ako tijekom postupka javne nabave gospodarskim subjektima namjeravaju staviti na raspolaganje podatke o mrežnim i informacijskim sustavima kojima se služi u svom poslovanju ili u pružanju svojih usluga, kao i informacije o mjerama za zaštitu i sprječavanje incidenata, sve sukladno propisima o kibernetičkoj sigurnosti, mogu odrediti uvjete pristupa tim podacima, poput izjave ili ugovora o postupanju s povjerljivim podacima, a radi njihove zaštite i korištenja tijekom postupka javne nabave, pokrenutih žalbenih postupaka te tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi [2]“.

#### 2.12. Ocjena jednakovrijednosti

Prema odredbi članka 210. stavak 1. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „tehničke specifikacije ne smiju upućivati na određenu marku ili izvor, ili određeni proces s obilježjima proizvoda ili usluga koje pruža određeni gospodarski subjekt, ili na zaštitne znakove, patente, tipove ili određeno podrijetlo ili proizvodnju ako bi to imalo učinak pogodovanja ili isključenja određenih gospodarskih subjekata ili određenih proizvoda, osim ako je to opravdano predmetom nabave [1]“.

Prema odredbi članka 210. stavak 2. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „upućivanje iz stavka 1. ovoga članka iznimno je dopuštena ako se predmet nabave ne može dovoljno precizno i razumljivo opisati sukladno članku 209. ovoga Zakona, pri čemu takva uputa mora biti popraćena izrazom »ili jednakovrijedno« [1]“.

Prema odredbi članka 210. stavak 3. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „u slučaju iz stavka 2. ovoga članka, javni naručitelj je obavezan u dokumentaciji o nabavi navesti kriterije mjerodavne za ocjenu jednakovrijednosti predmeta nabave [1]“.

Člankom 22. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 210. stavak 3. Zakona o javnoj nabavi na način da „se obvezuje ponuditelj, a ne kao do sada naručitelj da, ukoliko nudi jednakovrijednu

robu, radove ili usluge dokaže jednakovrijednost, s obzirom da upravo ponuditelj raspoláže potrebnim dokazima jednakovrijednosti [2]“.

### 2.13. Jamstvo za ozbiljnost ponude

Prema odredbi članka 214. stavak 1. točka 1. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „javni naručitelj može od gospodarskog subjekta zahtijevati dostavu sljedećih jamstava: 1. jamstvo za ozbiljnost ponude, za slučaj odustajanja ponuditelja od svoje ponude u roku njezine valjanosti, nedostavljanja ažuriranih popratnih dokumenata sukladno članku 263. ovoga Zakona, neprihvatanja ispravka računске greške, odbijanja potpisivanja ugovora o javnoj nabavi ili okvirnog sporazuma ili nedostavljanja jamstva za uredno ispunjenje ugovora o javnoj nabavi ili okvirnog sporazuma ako okvirni sporazum obvezuje na sklapanje i izvršenje [1]“.

Člankom 23. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 214. stavak 1. točka 1. Zakona o javnoj nabavi na način da „se proširuje pravo naručitelja da može zahtijevati jamstvo za ozbiljnost ponude i za slučaj dostavljanja neistinitih podataka te nedostavljanja dokaza o ispunjenju posebnih uvjeta za izvršenje ugovora i nedostavljanja dokaza o ispunjavanju uvjeta i zahtjeva koje je potrebno ispuniti sukladno posebnim propisima ili stručnim pravilima, ako su traženi u dokumentaciji o nabavi [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „navedena odredba bi trebala imati odvratajući učinak na nedozvoljeno postupanje gospodarskih subjekata, koji dostavljanjem neistinitih podatka utječu na donošenje odluka naručitelja kao i nedostavljanjem dokaza o ispunjenju posebnih uvjeta za izvršenje ugovora i zahtjeva koje je potrebno ispuniti sukladno posebnim propisima ili stručnim pravilima ako su traženi dokumentacijom o nabavi. Također, na ovaj način omogućuje se naručiteljima da iz jamstva naplate troškove žalbenog postupka koji su uzrokovani upravo time što je ponuditelj dostavio neistinite podatke u ponudi ili u pregledu i ocjeni ponuda, a sadržani su primjerice u dokumentima u koje naručitelj tijekom pregleda i ocjene ponuda nije imao razloga sumnjati [2]“.

Prema odredbi članka 217. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „javni naručitelj obvezan je vratiti ponuditeljima jamstvo za ozbiljnost ponude u roku od deset dana od dana potpisivanja ugovora o javnoj nabavi ili okvirnog sporazuma, odnosno dostave jamstva za uredno izvršenje ugovora o javnoj nabavi, a presliku jamstva obvezan je pohraniti [1]“.

Člankom 24. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 217. na način da se sada propisuje „u kojem roku je naručitelj obvezan vratiti ponuditeljima jamstvo za ozbiljnost ponude u slučaju donošenja odluke o poništenju postupka javne nabave, što do sada nije bilo propisano [2]“.

### 2.14. Primjena trgovačkih običaja

Članak 219. važećeg Zakona o javnoj nabavi propisuje da „ako će se tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi primjenjivati trgovački običaji (uzance), javni naručitelj obvezan je to navesti u dokumentaciji o nabavi te utvrditi odredbama ugovora [1]“.

Prema članku 25. Prijedloga zakona, u članku 219. dodaju se stavci 2. i 3. koji glase:

„(2) Iznimno od stavka 1. ovoga članka, tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi u području graditeljstva primjenjuju se trgovački običaji (uzance), osim u dijelu istih običaja koji se odnosi na odredbe članaka 220. do 226., članaka 273. do 278. te članka 390. ovoga Zakona ili ako naručitelj potpuno ili djelomično isključi njihovu primjenu.

(3) Ako javni naručitelj potpuno ili djelomično isključuje primjenu trgovačkih običaja (uzanci) iz stavka 2. ovoga članka, dužan je to navesti u dokumentaciji o nabavi te utvrditi odredbama ugovora [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „ovim člankom uvodi se primjena Posebnih uzanci o građenju u postupcima javne nabave u radovima, jer su iste rezultat dugogodišnje prakse hrvatskog građevinskog sektora te njihova primjena u javnoj nabavi ne bi uvodila nova pravila, već bi formalizirala već poznate i uhodane odnose između ugovornih strana koji završavaju sklapanjem ugovora o građenju, a što bi donijelo značajne koristi u pogledu pravne sigurnosti, učinkovitosti i ujednačenosti prakse, ali i da ih naručitelji mogu potpuno ili djelomično isključiti i propisati primjenu nekih drugih odredbi uz obavezni navod o tome u dokumentaciji o nabavi i odredbama ugovora.

Dodatno se isključuje primjena istih uzanci u dijelu Zakona o javnoj nabavi koji se odnosi na podugovaranje i oslanjanje, budući iste odredbe ne omogućuju isključenje pravila koja se odnose na obveze naručitelja i ugovaratelja u području podugovaranja (članci 220. do 226.) i oslanjanja (članci 273. do 278. i članak 390.) [2]“.

#### 2.15. Uvođenje podugovaratelja tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi

Prema odredbi članka 224. stavka 1. točka 2. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „ugovaratelj može tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi od javnog naručitelja zahtijevati: 2. uvođenje jednog ili više novih podugovaratelja čiji ukupni udio ne smije prijeći 30 % vrijednosti ugovora o javnoj nabavi bez poreza na dodanu vrijednost, neovisno o tome je li prethodno dao dio ugovora o javnoj nabavi u podugovor ili nije [1]“.

Člankom 26. Prijedloga zakona mijenja se članak 224. stavak 1. točka 2. Zakona o javnoj nabavi na način da se „kod uvođenje podugovaratelja tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi povećava postotak s 30 % na 50 % i to od vrijednosti ugovora o javnoj nabavi sa svim izmjenama u trenutku uvođenja podugovaratelja [2]“.

Dodatno, uvodi se „obveza podnošenja zahtjeva vezanih uz sudjelovanje podugovaratelja tijekom izvršenja ugovora o javnoj nabavi isključivo kroz sustav EOJN RH [2]“, uz obrazloženje kako se time „postiže transparentnost postupka javne nabave i izvršenja ugovora i jer je propisano da je obvezna komunikacija naručitelja i gospodarskog subjekta kroz EOJN RH [2]“.

#### 2.16. Obvezna osnova za isključenje gospodarskog subjekta i dokazi o nekažnjavanju

Člankom 29. Prijedloga zakona mijenja se članak 251. važećeg Zakona o javnoj nabavi kojim se propisuje obvezna osnova za isključenje gospodarskog subjekta zbog kažnjavanosti na način da se predmetni članak „usklađuje s odredbama Kaznenog zakona [2]“.

Dodatno se „mijenja i zbog dokazivanja, kada je potrebno u praksi utvrditi postojanje odnosno nepostojanje obvezne osnove isključenja zbog kažnjavanosti [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „navedenom izmjenom prihvaća se izričaj u Direktivi 2014/24/EU, odnosno izričaj koji okolnost nekažnjavanja ne veže uz državljanstvo osoba ovlaštenih za zastupanje, odnosno poslovni nastan gospodarskog subjekta, već se isključenje veže isključivo uz nepostojanje pravomoćne presude neovisno o tome gdje je ona izrečena.

Na taj način izbjegava se nejasnoća prilikom primjene konkretne odredbe, primjerice, u slučaju kada postoji osuđujuća presuda u odnosu na osobu ovlaštenu za zastupanje gospodarskog subjekta, ali prema propisima države koja je različita od države čiji je on državljanin.

Također, navedena kažnjiva djela u nekim državama predstavljaju prekršaj, pa se ovakvim zakonskim rješenjem pokrivaju i takvi slučajevi.

Nadalje, uz navedeno uvodi se i obveza isključenja gospodarskog subjekta iz postupka javne nabave ako se utvrdi da je gospodarski subjekt ili osoba koja je član upravnog, upravljačkog ili nadzornog tijela ili ima ovlasti zastupanja, donošenja odluka ili nadzora toga gospodarskog

subjekta u bilo kojoj državi, pravomoćnom presudom osuđena za kaznena djela koja obuhvaćaju razloge za isključenje iz članka 57. stavka 1. točaka od (a) do (f) Direktive 2014/24/EU [2]“.

Predloženim člankom 251. stavkom 2. „propisuje se i novo kazneno djelo zbog kojega gospodarski subjekti moraju biti obvezno isključeni iz postupka javne nabave zbog kršenja primjenjivih obveza u području radnog prava, a radi se o pravomoćnoj osuđivanosti za kazneno djelo neisplate plaće na temelju članka 132. Kaznenog zakona ili odgovarajuće kazneno djelo koji se primjenjuje na gospodarske subjekte te na osobe koje su članovi upravnog, upravljačkog ili nadzornog tijela ili imaju ovlast zastupanja, donošenja odluka ili nadzora toga gospodarskog subjekta [2]“.

Člankom 36. Prijedloga zakona mijenja se članak 265. stavak 1. točka 1. i stavak 2. važećeg Zakona o javnoj nabavi te se „propisuju izmijenjeni dokazi nepostojanja obvezne osnove isključenja iz članka 251. Zakona o javnoj nabavi u obliku izvotka ili izjave koji ne uključuju državljanstvo, jer se obvezne osnove isključenja proširuju i na druge države [2]“.

Prema obrazloženju, „predloženom izmjenom članka 265. stavka 1. točke 1. i stavka 2. Zakona o javnoj nabavi, na način da se briše odredba o državljanstvu osobe, postiže se jednakost dokaza za sve ponuditelje u dijelu utvrđivanja postojanja ili nepostojanja iste osnove isključenja, neovisno o tome gdje je ona nastala odnosno šire od trenutno važećeg zakonskog rješenja. Ista izjava nije uvjetovana državom poslovnog nastana gospodarskog subjekta niti državom čija je osoba državljanin, što bi trebalo dovesti do daljnjeg administrativnog rasterećenja naručitelja i gospodarskih subjekata [2]“.

2.17. Iznimka od primjene obvezne osnove za isključenje gospodarskog subjekta u slučaju neplaćanja manjeg iznosa dospjelih poreznih obveza i obveza za mirovinsko i zdravstveno osiguranje

Naručitelj je sukladno članku 252. stavku 1. važećeg Zakona o javnoj nabavi obavezan isključiti gospodarskog subjekta iz postupka javne nabave ako utvrdi da gospodarski subjekt nije ispunio obveze plaćanja dospjelih poreznih obveza i obveza za mirovinsko i zdravstveno osiguranje.

Članak 57. stavak 3. Direktive 2014/24/EU propisuje da države članice mogu predvidjeti odstupanje od navedenog obvezujućeg isključenja „ako bi isključenje bilo jasno nerazmjerno, osobito ako nisu plaćeni mali iznosi poreza ili doprinosa za socijalno osiguranje [3]“.

Slijedom navedenog, člankom 30. Prijedloga zakona predložena je izmjena članka 252. stavak 2. Zakona o javnoj nabavi na način „da se za dug manji od 1.000,00 eura neće primjenjivati obveza isključenja gospodarskog subjekta iz postupka javne nabave, a vezano uz neplaćene porezne obveze i obveze za mirovinsko i zdravstveno osiguranje [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „navedenoj izmjeni se pristupilo svrhu daljnjeg usklađenja s direktivama iz područja javne nabave i kako bi se proširio krug sposobnih ponuditelja kao odgovor na potrebe koje je pokazala praksa [2]“.

Dodatno, prema predloženom članku 252. stavku 3. „naručitelj neće isključiti gospodarskog subjekta iz postupka javne nabave ako je gospodarski subjekt ispunio svoje obveze plaćanja koje su jednake ili veće od 1.000,00 eura u roku ne kraćem od pet dana koji mu je dao naručitelj, ako su obveze plaćanja dospjelih poreznih obveza i obveza za mirovinsko i zdravstveno osiguranje manje od 1.000,00 eura ili ako mu sukladno posebnom propisu plaćanje obveza nije dopušteno ili mu je odobrena odgoda plaćanja [2]“.

2.18. Dokazivanje sukladnosti s normama osiguranja kvalitete ili normama upravljanja okolišem u slučaju zajednice ponuditelja

Člankom 38. i člankom 39. Prijedloga zakona dopunjuju se odredbe članka 270. i 271. važećeg Zakona o javnoj nabavi kojim se propisuju norme osiguranja kvalitete i norme upravljanja

okolišem na način da se propisuje „da u slučaju zajednice gospodarskih subjekata naručitelj određuje u dokumentaciji o nabavi na koji način pojedini članovi zajednice dokazuju sukladnost gospodarskog subjekta s određenim normama osiguranja kvalitete ili određenim sustavima ili normama za upravljanje okolišem [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, svrha izmjena je „otkloniti dvojbu oko načina dokazivanja istih sukladnosti jer članovima zajednice ponuditelja do sada isto nije bila obveza pa u pregledu i ocjeni ponuda naručitelji nisu mogli odrediti koji član zajednice ponuditelja ima dokazati sukladnost (potvrđivanje prakse) [2]“.

#### 2.19. Oslanjanje na sposobnost drugih subjekata

Člankom 40. Prijedloga zakona „proširuje se obveza iz članka 273. Zakona o javnoj nabavi da u slučaju oslanjanja na sposobnost drugog gospodarskog subjekta, gospodarski subjekt mora u ponudi izjaviti na koji će način, i u kojem dijelu predmetnog ugovora o javnoj nabavi, gospodarski subjekt na kojeg se oslanja sudjelovati u njegovom izvršenju s obzirom da gospodarski subjekt na kojeg se ponuditelj oslanja prilikom izvršenja ugovora o javnoj nabavi radova i usluga mora sudjelovati u izvršenju istih [2]“.

#### 2.20. Postupak otvaranja ponuda

Člankom 42. Prijedloga zakona mijenjaju se odredbe članka 282. važećeg Zakona o javnoj nabavi kojim se propisuje postupak otvaranja ponuda.

U bitnome, predlaže se „da u slučaju elektroničke dražbe koja prethodi sklapanju ugovora o javnoj nabavi nema javnog otvaranja s obzirom da naručitelj ne smije otkriti identitet ponuditelja do završetka elektroničke dražbe [2]“.

„Nadalje, novim rješenjem IT sustava EOJN RH sustav sam otvara u roku pristigle ponude, radi praćenja tijeka otvaranja ponuda, dovoljno je da otvaranje ponuda prati jedan član stručnog povjerenstva za javnu nabavu [2]“, a umjesto dosadašnje obveze da ponude otvaraju najmanje dva člana stručnog povjerenstva za javnu nabavu.

#### 2.21. Institut nadopune i upotpunjavanja ponude

Člankom 43. Prijedloga zakona predlaže se u članku 293. iza stavka 1. dodati nove stavke 2. i 3. koji glase:

„(2) Ponudbeni list, troškovnik, jamstvo za ozbiljnost ponude i ESPD ne smatraju se određenim dokumentima koji nedostaju u smislu stavka 1. ovoga članka, te naručitelj ne smije zatražiti od ponuditelja da iste dostavi tijekom pregleda i ocjene ponuda.

(3) Iznimno od stavka 2. ovoga članka, u slučaju zamjene gospodarskog subjekta sukladno članku 221. stavku 4. i članku 275. stavku 2. ovoga Zakona, tijekom pregleda i ocjene ponuda može se dostaviti ESPD [2]“.

Iz obrazloženja Prijedloga zakona proizlazi da „iako važeći Pravilnik o dokumentaciji o nabavi te ponudi u postupcima javne nabave (NN 65/17, 75/20 i 92/25) sadrži navedenu odredbu u članku 20. stavku 8. (osim u dijelu koji se odnosi na ESPD ponuditelja), sam institut nadopune i upotpunjavanje ponude treba bi biti cjelovito uređen zakonom, a ne podzakonskom aktom [2]“.

Dodatno, prema obrazloženju, „i ESPD ponuditelja ne smatra se dokumentom koji nedostaje u smislu članka 293. Zakona o javnoj nabavi te naručitelj ne smije zatražiti ponuditelja da isti dostavi tijekom pregleda i ocjene ponuda. Naime, ESPD ponuditelja je preliminarni dokaz kojim on izjavljuje da u trenutku predaje ponude ispunjava uvjete sposobnosti, odnosno da u odnosu na njega ne postoje razlozi isključenja. Smisao navedenog dokumenta je upravo da bude dostavljen u samoj ponudi. Osim toga, ESPD ponuditelja (uz ponudbeni list, troškovnik, jamstvo za ozbiljnost ponude) predstavlja osnovu ponude te dostavljanje ESPD tek tijekom pregleda i ocjene

ponuda dovodi do povrede načela jednakog tretmana u odnosu na ponuditelje koji su ESPD obrasce dostavili u ponudi te ujedno dovodi do izmjene ponude.

Iznimno, ESPD će se smatrati dokumentom koji nedostaje u smislu članka 293. Zakona o javnoj nabavi u slučaju zamjene podugovaratelja za kojeg se utvrdi da postoji osnova za isključenje ili u slučaju zamjene gospodarskih subjekata na čiju sposobnost se ponuditelj oslanja, a kod kojeg subjekta se utvrdi da postoji osnova za isključenje ili da ne ispunjava relevantne kriterije za kvalitativni odabir. Iznimka je propisana u slučaju iz članka 221. stavka 4. i članka 275. stavka 2. Zakona o javnoj nabavi [2].“.

#### 2.22. Uspoređivanje ponuda bez PDV-a

Člankom 44. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 294. stavka 1. Zakona o javnoj nabavi na način da javni naručitelj uspoređuje cijene ponuda bez poreza na dodanu vrijednost.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „ovim člankom sprječava se diskriminacija i nejednakost ponuditelja koji jesu u odnosu na one koji nisu u sustavu PDV-a, vezano uz uspoređivanje cijena ponuda, te se sada propisuje usporedba cijena ponuda bez PDV-a [2].“.

#### 2.23. Postupak pregleda i ocjene, rangiranja ponuda

Člankom 45. Prijedloga zakona mijenja se članak 296. Zakona o javnoj nabavi na način da se „nakon pregleda i ocjene ponuda valjane ponude rangiraju prema kriteriju za odabir ponude“, dok je „iznimno naručitelj obavezan rangirati i ponude čija je cijena viša od procijenjene vrijednosti nabave [2].“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, time „se osigurava da se, u slučaju ponude koja prelazi procijenjenu vrijednost, primijene propisani kriteriji za odabir ekonomski najpovoljnije ponude, ocijene sve pristigle ponude, iste rangiraju te da se na temelju rangiranja utvrdi da li cijena ekonomski najpovoljnije ponude prelazi procijenjenu vrijednost nabave, u kojem slučaju tu ponudu naručitelj može odabrati ako ima ili može osigurati dodatna sredstva ili, ako to nije slučaj, poništiti postupak javne nabave.

Također se propisuje i obveza rangiranja ponuda iznad procijenjene vrijednosti s obzirom na to da cijena nije jedini kriterij odabira ponuda te u vezi mogućnosti naručitelja propisanih člankom 298. stavkom 1. točkom 9. Zakona o javnoj nabavi [2].“.

2.24. Razlozi za poništenje postupka javne nabave Člankom 46. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 298. stavka 1. Zakona o javnoj nabavi na način da se uvodi novi razlog za donošenje odluke o poništenju postupka javne nabave odnosno „ako je to potrebno radi zaštite javnog interesa [2].“.

Iz obrazloženja Prijedloga zakona proizlazi da „trenutno zakonodavno rješenje upućuje na potrebu proširenja razloga za donošenje odluke o poništenju postupka javne nabave u slučajevima kada je navedeno potrebno radi zaštite javnog interesa, što uključuje slučajeve kao što je postojanje sukoba interesa kada izuzimanje nije moguće ili se ne može otkloniti, pogrešno planiranje, nemogućnost primjene dokumentacije o nabavi u fazi pregleda i ocjene ponuda te postupanja suprotno propisima [2].“.

Dakle, prema obrazloženju, „u navedenim slučajevima postoji opravdani razlog da se naručiteljima omogući zakonito poništenje cjelokupnog postupka javne nabave, budući da suprotno postupanje predstavlja neekonomično trošenje proračunskih sredstava ili nezakonito postupanje u izvršenju ugovora [2].“.

#### 2.25. Učinak odluke o odabiru

Člankom 51. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 307. Zakona o javnoj nabavi na način da se proširuju razlozi kada je naručitelju dopušteno „i da nakon donošenja odluke o odabiru

ponovno rangira ponude i donese novu odluku o odabiru, i to ako je prvotno odabrani ponuditelj dostavio neistinite podatke, pri čemu se neistinitim podacima, a sukladno dosadašnjoj praksi, smatraju podaci koji predstavljaju davanje lažnih, nevjerodostojnih ili krivotvorenih informacija koje mogu utjecati na postupak nabave i odabir [2]“.

„Također, propisuje se i mogućnost ponovnog rangiranja ponuda ako ponuditelj nije dostavio dokaz o ispunjenju posebnih uvjeta za izvršenje ugovora ili dokaz o ispunjavanju uvjeta i zahtjeva koje je potrebno ispuniti sukladno posebnim propisima ili stručnim pravilima, ako su traženi u dokumentaciji o nabavi, a kako bi se iz opravdanih razloga omogućilo sklapanje ugovora o javnoj nabavi u tom postupku javne nabave [2]“.

#### 2.26. Učinak odluke o poništenju

Člankom 52. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 308. Zakona o javnoj nabavi kojim se propisuje izvršnost odluke o poništenju na način da „odluka o poništenju postaje izvršna: 1. istekom roka na žalbu, ako žalba nije izjavljena, odnosno 2. dostavom odluke Državne komisije za kontrolu postupaka javne nabave strankama kojom se žalba odbacuje, odbija ili se obustavlja žalbeni postupak, ako je na odluku izjavljena žalba [2]“.

#### 2.27. Uvid u dokumentaciju postupka javne nabave

Člankom 53. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 310. stavak 1. Zakona o javnoj nabavi na način da se uvode dodatni uvjeti u odnosu na uvid u cjelokupnu dokumentaciju postupka javne nabave.

Naime, propisuje se „da se uvid mora omogućiti najkasnije idući radni dan od upućivanja zahtjeva kako bi se zaštitio ponuditelj u slučaju neodgovornog ponašanja naručitelja (npr. omogućavanje uvida zadnji dan propisanog roka za žalbu), uslijed čega dolazi do nedostatka vremena potrebnog za sastavljanje žalbe.

Nadalje, proširuju se dokumenti u koje javni naručitelj ne mora omogućiti uvid, a to su osim dokumenata koji su označeni tajnima, i dokumenti koji sadrže podatke o mrežnim i informacijskim sustavima kojima se služi u svom poslovanju ili u pružanju svojih usluga, informacije o mjerama za zaštitu i sprječavanje incidenata, sukladno propisima o kibernetičkoj sigurnosti, kao i dijelovi ponuda koji sadrže podatke čije bi otkrivanje moglo predstavljati prijetnju sa stajališta kibernetičke sigurnosti [2]“.

#### 2.28. Sklapanje ugovora o javnoj nabavi i okvirnog sporazuma

Člankom 54. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 312. Zakona o javnoj nabavi na način „da se ugovor o javnoj nabavi ili okvirni sporazum u pisanom obliku digitalno potpisuje kvalificiranim elektroničkim potpisom i obvezno sklapa u roku od 30 dana od dana izvršnosti odluke o odabiru uz iznimku da javni naručitelj u dokumentaciji o nabavi može odrediti duži rok koji u tom slučaju ne smije biti duži od 90 dana od dana izvršnosti odluke o odabiru.

Nadalje, propisuje se i da sve izmjene ugovora o javnoj nabavi i okvirnih sporazuma moraju biti u pisanom obliku [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „potpisivanje ugovora o javnoj nabavi i okvirnih sporazuma kvalificiranim elektroničkim potpisom trebalo bi osigurati skraćivanje rokova obostranog potpisivanja i stupanja na snagu ugovora i okvirnih sporazuma, obzirom na to da se sustav javne nabave gotovo u potpunosti digitalizirao jer se postupci javne nabave provode kroz sustav EOJN RH [2]“.

#### 2.29. Izvršenje ugovora o javnoj nabavi i okvirnog sporazuma

Člankom 55. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 313. Zakona o javnoj nabavi na način da se uvodi „pravo naručitelja da u izvršenju ugovora kontrolira pridržavanje obveza iz članka 4.

stavka 4. Zakona o javnoj nabavi te da u tu svrhu zahtijeva dostavu dokaza o pridržavanju primjenjivih obveza u području prava okoliša, socijalnog i radnog prava, uključujući kolektivne ugovore, a osobito obvezu isplate ugovorene plaće, ili pridržavanje odredaba međunarodnog prava okoliša, socijalnog i radnog prava navedenim u Prilogu XI. ovoga Zakona [2]“.

### 2.30. Izmjene ugovora o javnoj nabavi i okvirnog sporazuma tijekom njegovog trajanja

Člankom 56. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 314. Zakona o javnoj nabavi na način da „se uvodi obveza javnim naručiteljima da izmjene ugovora o javnoj nabavi temeljem članka 315., 318., 319. i 320. Zakona o javnoj nabavi objave u EOJN RH u roku od 30 dana od dana izmjene ugovora [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, navedena obveza objave izmjena ugovora o javnoj nabavi u EOJN RH ima za cilj „postizanje veće transparentnosti te antikoruptivni učinak [2]“.

### 2.31. Oslanjanje na sposobnosti drugih subjekata – obveze sektorskih naručitelja

Člankom 60. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 390. Zakona o javnoj nabavi na način da se dodatno propisuje obveza sektorskog naručitelja da provjeri ispunjavaju li drugi subjekti na čiju se sposobnost gospodarski subjekt oslanja relevantne kriterije za odabir gospodarskog subjekta i postoje li osnove za njihovo isključenje, kao i da zahtijeva od gospodarskog subjekta da zamijeni subjekta na čiju se sposobnost oslonio radi dokazivanja kriterija za odabir ako, na temelju provjere, utvrdi da kod tog subjekta postoje osnove za isključenje ili da ne udovoljava relevantnim kriterijima za odabir gospodarskog subjekta.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „ovim člankom se provodi usklađivanje odredbi Zakona o javnoj nabavi u vezi sektorskih naručitelja s odredbama Direktive 2014/25/EU koja uređuje javnu nabavu sektorskih naručitelja u dijelu koji do sada nije bio obuhvaćen odredbama istoga Zakona [2]“.

### 2.32. Predložene izmjene u žalbenom postupku

Vezano za pravila dokazivanja u žalbenom postupku, člankom 61. Prijedloga zakona predlaže se izmjena članka 403. Zakona o javnoj nabavi na način da se uvodi „dužnost naručitelja da dokaže da nije došlo do povrede materijalnog prava na koju ukazuje žalitelj ako u žalbi žalitelj učini vjerojatnim da je naručitelj sklopio ugovor o javnoj nabavi ili okvirni sporazum bez prethodno provedenog postupka javne nabave suprotno odredbama Zakona o javnoj nabavi [2]“.

Člankom 62. Prijedloga zakona dodaju se novi članci 403.a koji propisuje postupanje žalitelja prije izjavljivanje žalbe i 403.b. koji propisuje institut dokaza vještačenja.

Člankom 403.a uvodi se procesna pretpostavka za izjavljivanje žalbe protiv nezakonitosti poziva na nadmetanje, dokumentacije o nabavi te izmjene dokumentacije o nabavi. Prije izjavljivanja žalbe, gospodarski subjekt je obvezan upozoriti naručitelja na konkretnu nezakonitost putem EOJN RH najkasnije tijekom 10-tog dana od dana objave poziva na nadmetanje, dokumentacije o nabavi odnosno izmjene. U tom slučaju, žalba se ne smije izjaviti prije nego što istekne rok od tri dana od kada je naručitelj upozoren na konkretnu nezakonitost.

U slučaju da žalitelj nije upozorio naručitelja, navedeni propust žalitelja predstavlja razlog za odbacivanje žalbe.

Također, rok za izjavljivanje žalbe je produljen te iznosi 15 dana, umjesto dosadašnjih 10 dana.

Člankom 403.b detaljnije se propisuje institut dokaza vještačenja u postupanju Državne komisije za kontrolu postupaka javne nabave. Naime, „kada je za utvrđivanje ili ocjenu određene činjenice koja je bitna za rješavanje o žalbi potrebno stručno znanje kojim Državna komisija ne raspolaže, Državna komisija može na temelju prijedloga stranke žalbenog postupka ili po službenoj dužnosti odrediti izvođenje dokaza vještačenjem [2]“.

Prema obrazloženju Prijedloga zakona, „odredbe o vještačenju propisane Zakonom o općem upravnom postupku nisu primjenjive u žalbenim postupcima pred Državnom komisijom za kontrolu postupaka javne nabave zbog zakonskog roka od 30 dana za donošenje odluke o žalbi, te je dokazivanje vještačenjem potrebno posebnim odredbama urediti Zakonom o javnoj nabavi uz određivanje rokova vezanih uz vještačenje [2]“.

Prema odredbi članka 432. stavka 2. važećeg Zakona o javnoj nabavi, „Državna komisija mora donijeti odluku u roku od 30 dana od dana predaje uredne žalbe, ako ovim dijelom Zakona nije drukčije određeno [1].

Člankom 78. Prijedloga zakona dodatno se propisuje da „ako je u žalbenom postupku određeno izvođenje dokaza vještačenjem, Državna komisija mora donijeti odluku u roku od 10 dana od dana kompletiranja spisa predmeta [2]“.

Člankom 67. Prijedloga zakona mijenja se članak 416. Zakona o javnoj nabavi na način da se „omogućava Državnoj komisiji za kontrolu postupaka javne nabave da u žalbenom postupku donese odluku i u slučaju kada naručitelj ne dostavi odgovor na žalbu i potrebnu dokumentaciju, a radi ubrzanja žalbenog postupka s obzirom da je postupak javne nabave digitaliziran u visokoj mjeri te Državna komisija ima neograničen pristup dokumentaciji postupka javne nabave. Pritom se rok za dostavu od 5 dana produljuje na 7 dana. Članak 417. kojim je bilo propisano pozivanje naručitelja radi dostavljanja očitovanja i dokumentacije, briše se [2]“.

Člankom 69. Prijedloga zakona mijenja se članak 418. Zakona o javnoj nabavi koji propisuje prava stranaka žalbenog postupka na način da se „člankom obuhvaćaju sve stranke žalbenog postupka koje se imaju pravo očitovati na žalbu i naručiteljev odgovoru na žalbu, kao i pravo stranaka da se očituju i na druge podneske stranaka, uz mogućnost da Državna komisija za kontrolu postupaka javne nabave strankama dostavlja podneske kroz EOJN RH [2]“.

Člankom 77. Prijedloga zakona mijenja se članak 430.a Zakona o javnoj nabavi koji propisuje naknadu za pokretanje žalbenog postupka. Međutim, bitno je naglasiti da same visine iznosa naknade za pokretanje žalbenog postupka ostaju nepromijenjene.

Predloženim izmjenama, prema obrazloženju, „otklanja se dvojba koja je procijenjena vrijednost nabave mjerodavna prilikom određivanja visine iznosa naknade za pokretanje žalbenog postupka kod odvojene nabave za grupu predmeta nabave te u postupcima dodjele ugovora na temelju okvirnog sporazuma i u postupcima zasebne nabave u okviru dinamičkog sustava javne nabave.

Nadalje, u slučaju da je žalitelj uplatio naknadu za pokretanje žalbenog postupka u iznosu nižem od propisanog Državna komisija će odbaciti žalbu, ali žalitelj sada ima pravo na povrat uplaćenog iznosa [2]“, što do sada nije bio slučaj.

### 2.33. Ostale predložene izmjene

Predložene su izmjene članka 443. Zakona o javnoj nabavi na način da se „proširuju prekršajne odredbe u skladu sa izmjenama i dopunama ovoga Zakona o javnoj nabavi [2]“, a koje se odnose na sukob interesa, objavu plana nabave i registra ugovora, jednostavnu nabavu te objave izmjena ugovora u EOJN RH.

Prijelaznim i završnim odredbama se predviđa obveza u roku od tri mjeseca od dana stupanja na snagu ovoga Zakona uskladiti važeće podzakonske propise, i to: „Pravilnik o dokumentaciji o nabavi te ponudi u postupcima javne nabave (NN 65/17, 75/20 i 92/25) [6]“, „Pravilnik o planu nabave, registru ugovora, prethodnom savjetovanju i analizi tržišta u javnoj nabavi (NN 101/17, 144/20 i 30/23) [5]“ i „Pravilnik o izobrazbi u području javne nabave (NN 154/23 i 94/25) [7]“, s odredbama ovoga Zakona.

Također se propisuje obveza naručiteljima da „u roku od tri mjeseca od dana stupanja na snagu ovoga Zakona usklade opće akte kojima se propisuju pravila, uvjeti i postupci jednostavne nabave te planove nabave, s odredbama ovoga Zakona [2]“.

Prema članku 87. Prijedloga zakona, predviđa se stupanje na snagu Zakona osmoga dana od dana objave u „Narodnim novinama“, uz navođenje odredbi članaka čija je primjena odgođena do 1. srpnja 2026. „jer je potrebno uskladiti provedbene akte Zakona o javnoj nabavi, kao i opće akte naručitelja kojima se uređuju postupci jednostavne nabave te planove nabave naručitelja [2]“.

### **3. Zaključak**

U trenutku pisanja ovog rada Konačni prijedlog zakona nije javno dostupan. Stoga se prethodno izložene izmjene i dopune Zakona o javnoj nabavi ne mogu uzeti kao konačni tekst zakona odnosno moguće su dodatne izmjene i/ili dopune teksta Prijedloga zakona o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi.

Prethodni pregled i analiza predloženih izmjena i dopuna Zakona o javnoj nabavi ukazuje kako je moguće je očekivati pozitivne i negativne učinke koji će proisteći iz provedbe za naručitelje i ponuditelje koji sudjeluju u postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj u sektoru plina.

Svakako pozitivan učinak je što će zakonodavni okvir omogućiti daljnju digitalizaciju i automatizaciju postupaka javne nabave koju je omogućila nova platforma EOJN RH.

Procjenjuje se da udio jednostavne nabave u ukupnoj vrijednosti javne nabave iznosi oko 30 %.

(Sektorski) naručitelji koji provode postupke javne nabave, kao i ponuditelji koji sudjeluju u predmetnim postupcima javne nabave u Republici Hrvatskoj u sektoru plina bit će obvezni prilagoditi se nadolazećim izmjenama zakonskog okvira o javnoj nabavi. Svakako će digitalizacija jednostavne nabave zahtijevati većinu razinu transparentnosti i obvezu da se dio jednostavne nabave provodi u EOJN RH.

Određene predložene izmjene i dopune Zakona o javnoj nabavi proizlaze iz namjere da se smanje i uklone uočeni nedostaci koji su se pokazali u primjeni pravila o javnoj nabavi. Međutim, izazov će predstavljati određene promjene i novine koje će se tek testirati u budućoj primjeni, poput primjerice primjena novog razloga za poništenje postupka javne nabave, instituta pojašnjenja i upotpunjavanja ponuda, dokazivanja nepostojanja obveznih osnova za isključenje u odnosu nekažnjavanje i porezni dug, ocjena dokaza jednakovrijednosti, itd.

Kada je riječ o predloženim izmjenama žalbenog postupka, posebice obvezi ponuditelja da prije podnošenja žalbe upozore naručitelja na konkretnu nezakonitost, navedeno svakako predstavlja dodatno opterećenje za ponuditelje, ali i naručitelje koji će morati u kratkom roku postupati po navedenim zahtjevima.

Iako se inicijalno predlagalo smanjenje naknada za žalbe, trenutni prijedlog zakona ne predviđa više smanjenje naknada, pa se time propušta ublažiti prepreke za korištenje pravne zaštite i potaknuti tržišno natjecanje.

Posebno reguliranje instituta dokaza vještačenja u žalbenim postupcima svakako je potrebno i dobrodošlo. Međutim, ostaje nejasno hoće li izvođenje dokaza vještačenjem (još) dodatno produžiti trajanje žalbenog postupka pred Državnom komisijom za kontrolu postupaka javne nabave.

### **Literatura:**

1. Zakon o javnoj nabavi (NN 120/16 i 114/22).
2. Prijedlog zakona o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi, prvo čitanje, P.Z.E. br. 265 - predlagateljica: Vlada Republike Hrvatske, URL:

[https://www.sabor.hr/sites/default/files/uploads/sabor/2026-02-12/094202/PZE\\_265.pdf](https://www.sabor.hr/sites/default/files/uploads/sabor/2026-02-12/094202/PZE_265.pdf)  
(pristupljeno: 23. 3. 2026.).

3. Direktiva 2014/24/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 26. veljače 2014. o javnoj nabavi i o stavljanju izvan snage Direktive 2004/18/EZ (SL L 94, 28. 3. 2014.).
4. Direktiva 2014/25/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 26. veljače 2014. o nabavi subjekata koji djeluju u sektoru vodnog gospodarstva, energetske i prometnom sektoru te sektoru poštanskih usluga i stavljanju izvan snage Direktive 2004/17/EZ (SL L 94, 28.3.2014.).
5. Pravilnik o planu nabave, registru ugovora, prethodnom savjetovanju i analizi tržišta (NN 101/17, 144/20 i 30/23).
6. Pravilnik o dokumentaciji o nabavi te ponudi u postupcima javne nabave (NN 65/17, 75/20 i 92/25).
7. Pravilnik o izobrazbi u području javne nabave (NN 154/23 i 94/25).
8. Nacrt prijedloga zakona o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi, Ministarstvo gospodarstva, URL: <https://esavjetovanja.gov.hr/ECon/MainScreen?entityId=31742>  
(pristupljeno: 23. 3. 2026.).
9. Savjetovanje o Obrascu iskaza o procjeni učinaka propisa za Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi, Ministarstvo gospodarstva, URL: <https://esavjetovanja.gov.hr/ECon/MainScreen?entityId=32447> (pristupljeno: 23. 3. 2026.).

## **Pametno umrežavanje plina, topline i vode – put prema integriranom energetskom upravljanju**

### ***Smart integration of gas, heat and water – the path toward integrated energy management***

**Miroslav Šolić**

Brod-plin d.o.o., Slavonski Brod, Republika Hrvatska

**Alen Počinak**

Brod-plin d.o.o., Slavonski Brod, Republika Hrvatska

**Dalibor Bukvić**

Brod-plin d.o.o., Slavonski Brod, Republika Hrvatska

**Vjekoslav Kovačević**

Brod-plin d.o.o., Slavonski Brod, Republika Hrvatska

**Damir Hrajnek**

Brod-plin d.o.o., Slavonski Brod, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

Uloga operatora distribucijskog sustava u novim energetskim okolnostima postupno se širi izvan okvira same distribucije prirodnog plina. Kroz digitalnu transformaciju i primjenu pametnih tehnologija, operator distribucijskog sustava može postati nositelj integriranog upravljanja energijom na lokalnoj razini. Nadogradnjom softvera u 2024. godini „NB-IoT (Narrowband Internet of Things) dataloggerima“, sustav za daljinsko očitavanje plina proširen je na prikupljanje, obradu i analizu podataka s drugih mjerila energije. U radu predstavljamo konkretan primjer implementacije „NB-IoT dataloggera“ u sustavu toplinarstva, uključujući opremanje kalorimetara i uvođenje automatskih dnevnih izvještaja o potrošnji, energetskoj učinkovitosti kotlovnice i efikasnosti distribucije toplinske mreže. Prikazujemo i rješenje daljinskog prikupljanja podataka s vodomjera za obračun toplinske energije, čime je omogućeno kontinuirano praćenje stvarne potrošnje i učinkovitosti sustava grijanja. Dodatno, kroz suradnju s vodovodom integrirani su i vodomjeri u poslovnoj zgradi, što je omogućilo objedinjeno praćenje plina, topline i vode unutar jedinstvene digitalne platforme. Predstavljeni slučaj prikazuje kako postojeća plinska infrastruktura, uz minimalne prilagodbe i primjenu NB-IoT tehnologije, može postati temelj cjelovitog energetskog nadzora i podloga za učinkovito upravljanje različitim komunalnim resursima i energetskim procesima.

**Ključne riječi:** daljinsko očitavanje mjerila, integracija plina, topline i vode, integrirano energetsko upravljanje, pametno mjerenje

#### **Abstract**

*The role of distribution system operators in the new energy landscape is gradually expanding beyond the traditional scope of natural gas distribution. Through digital transformation and the application of smart technologies, a distribution system operator can become a key driver of integrated local energy management. With the 2024 software upgrade for NB-IoT (Narrowband Internet of Things) dataloggers, the remote gas-meter reading system has been extended to include the collection, processing and analysis of data from other types of energy meters. In this paper, we present a concrete example of implementing NB-IoT dataloggers in the district heating system, including the deployment of heat meters and the implementation of automated daily reports on consumption, boiler plant energy efficiency and the performance of the thermal distribution network. We also present a solution for remote data acquisition from water meters used for heat-energy billing, enabling continuous monitoring of actual consumption and heating-system efficiency. Additionally, through collaboration with the local water utility, water meters within the*

*administrative building have been integrated into the system, allowing unified monitoring of gas, heat and water within a single digital platform. The case presented demonstrates how existing gas infrastructure, with minimal adjustments and the use of NB-IoT technology, can become the foundation for comprehensive energy monitoring and a basis for efficient management of various utility resources and energy processes.*

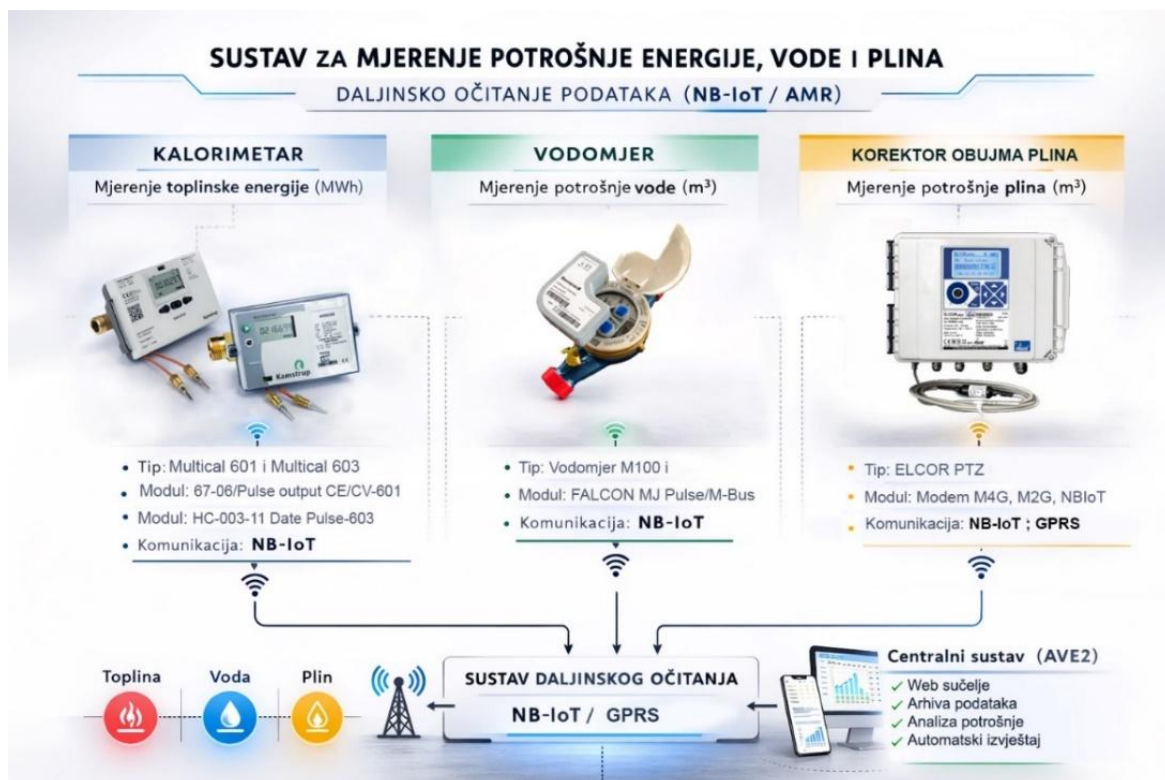
**Keywords:** *gas–heat–water integration, integrated energy management, remote meter reading, smart metering*

## 1. Uvod

Tijekom 2024. godine provedena je značajna nadogradnja postojećeg sustava daljinskog očitavanja plinomjera primjenom napredne NB-IoT (Narrowband Internet of Things) tehnologije. Ova implementacija omogućila je opremanje ukupno 80 % kupaca iz kategorije poduzetništva, pružajući im detaljan uvid u vlastitu potrošnju.

Posebno važan korak bilo je uspješno testiranje spajanja vodomjera i kalorimetara s NB-IoT dataloggerima te prebacivanje svih podataka u postojeći sustav daljinskog očitavanja. U suradnji s nadležnim sustavima za opskrbu toplinskom energijom i vodom na području Slavenskog Broda pokrenut je projekt daljinskog opremanja kalorimetara i vodomjera, čime se stvara jedinstven integrirani sustav praćenja potrošnje svih triju medija: plina, toplinske energije i vode.

Glavni cilj projekta jest uspostava modela povezivanja različitih mjernih uređaja i razvoj integriranog sustava koji omogućuje cjelovito energetske upravljanje na razini pojedinačnih objekata, kotlovnica, podstanica i cijelog grada Slavenskog Broda. Ova platforma ne samo da povećava operativnu efikasnost već i omogućuje korisnicima transparentan uvid u potrošnju, što dovodi do optimizacije troškova i smanjenja gubitaka. Slika 1 shematski prikazuje integrirani NB-IoT sustav u praksi.



Slika 1. Shematski prikaz integriranog NB-IoT sustava  
Izvor: vlastita izrada prema tehničkoj dokumentaciji

## 2. Sudionici projekta

Distribucija prirodnog plina na području Slavenskog Broda i okolnih jedanaest općina obuhvaća preuzimanje plina iz transportnog sustava na tlaku od 6 bar te njegovu daljnju distribuciju putem čeličnih i polietilenskih plinovoda. U distribucijskoj mreži koriste se radni tlakovi od 0,1 bar i 3 bar, pri čemu se plin preuzima na dvije lokacije s tlakom od 3 bar, što odgovara trenutnim potrebama potrošnje. U užem gradskom području distribucija se odvija na nižem tlaku od 0,1 bar, koji se osigurava putem redukcijских stanica, dok se u perifernim dijelovima grada i okolnim općinama primjenjuje tlak od 3 bar [1].

Sustav toplinarstva na promatranom području razvijao se postupnim preuzimanjem i modernizacijom postojećih kotlovnica. Početna infrastruktura uključivala je više kotlovnica koje su kao energent koristile tekuća goriva poput loživog ulja i mazuta, uz manji udio postrojenja na prirodni plin. Tijekom narednog razdoblja dodatni toplinski objekti integrirani su u sustav, pri čemu su zadržali sličnu tehnologiju i energente.

S obzirom na regulatorne zahtjeve vezane uz sigurnost opskrbe i zaštitu okoliša, kao i relativno nisku energetska učinkovitost postojećih postrojenja (60–70 %), provedena je postupna rekonstrukcija sustava. Modernizacija je obuhvatila zamjenu zastarjele opreme novim kotlovnica koje koriste prirodni plin kao primarni energent. Time je postignuto povećanje energetske učinkovitosti sustava te značajno smanjenje utjecaja na okoliš u odnosu na prethodno korištena tekuća goriva [2].

## 3. Detaljna tehnička implementacija daljinskog opremanja

### 3.1. Nadogradnja kalorimetara Multical 601

Većina postojećih kalorimetara tipa Multical 601 izvedena je bez modula s impulsnim izlazima, što je onemogućavalo daljinsko očitavanje podataka o protoku i energiji.

Financijski najisplativije rješenje bilo je nadograditi postojeće uređaje ugradnjom specijaliziranih modula za mjerenje toplinske energije.

Međutim, tijekom analize utvrđeno je da originalni moduli više nisu u proizvodnji. Nakon intenzivnih konzultacija s više dobavljača i specijaliziranih tvrtki, uspjelo se nabaviti 29 kompatibilnih modula. Ova nadogradnja omogućila je integraciju kalorimetara Multical 601 u NB-IoT sustav daljinskog očitavanja [3].

### 3.2. Nadogradnja kalorimetra Multical 603

Daljnje rješenje, kao druga financijska alternativa, obuhvaća zamjenu postojećih računskih jedinica Multical 601 novim jedinicama Multical 603, uz nabavu i ugradnju komunikacijskih modula s impulsnim izlazima, čime je omogućena potpuna integracija u sustav daljinskog očitavanja [4].

### 3.3. Nadogradnja vodomjera

Nadogradnja vodomjera provedena je sustavnom zamjenom zastarjelih mehaničkih vodomjera s novim modelima koji omogućuju nadogradnju komunikacijskih modula. Novi vodomjeri podržavaju integraciju u sustav daljinskog očitavanja putem NB-IoT dataloggera, čime se omogućuje pravovremeno praćenje potrošnje vode bez potrebe za fizičkim pristupom mjernim uređajima [5].

### 3.4. Plinomjer i korektori obujma plina

Sustav daljinskog očitavanja plinomjera i korektora obujma plina uspostavljen je u ranijoj fazi projekta tijekom 2020. godine. Tijekom promatranog razdoblja nije bilo potrebe za dodatnim

opremanjem uređaja, ali je ostvarena potpuna integracija u jedinstveni sustav praćenja zajedno s toplinom i vodom. Slika 2 prikazuje daljinsko opremanje svih navedenih uređaja.



Slika 2. Daljinsko opremanje uređaja

*Izvor: vlastita izrada iz prakse*

#### 4. Razvoj i funkcionalnosti integriranog sustava praćenja

Razvijen je dvokomponentni softverski sustav koji obuhvaća osnovne i napredne analitičke funkcionalnosti. Primjer detaljnog dnevnog izvještaja prikazan je na slici 3.

##### 4.1. Osnovni operativni izvještaji

Sustav generira standardizirane izvještaje koji uključuju:

- Praćenje potrošnje plina, vode i toplinske energije po pojedinačnim objektima
- Automatsko generiranje potrošnje po podstanicama i kotlovnica
- Fleksibilni izvještaji: dnevni, tjedni i mjesečni.



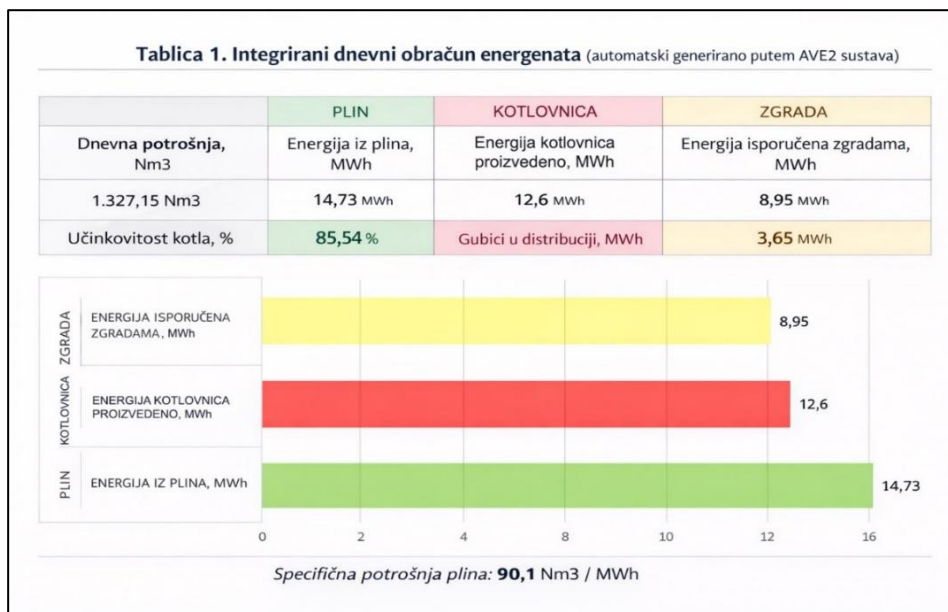
Slika 3. Primjer detaljnih dnevnih izvještaja potrošnje  
Izvor: vlastita izrada prema internim podacima

#### 4.2. Napredni analitički izvještaji

Integrirani izvještaji omogućuju:

- Analizu učinkovitosti kotlova – automatska usporedba ulazne i izlazne energije
- Monitoring efikasnosti distribucije toplinske energije po zgradama
- Dnevno praćenje potrošnje toplinske energije po svim povezanim potrošačima.

Primjer integriranog izvještaja prikazan je na slici 4 te je automatski generiran putem AVE2 sustava.



Slika 4. Primjer integriranog izvještaja  
Izvor: vlastita izrada prema internim podacima

Učinkovitost kotlovnice računata je prema formuli:

$$\eta_k = \frac{E_k}{E_p} \times 100 \quad (1)$$

gdje je  $\eta_k$  učinkovitost kotlovnice [%],  $E_k$  proizvedena energija kotlovnice [MWh] i  $E_p$  uložena energija plina [MWh].

Omjer proizvedene toplinske energije kotlovnice i uložene energije plina. Podaci se prate dnevno, što omogućuje uvid u varijacije opterećenja kotlovnice.

Učinkovitost distribucije računata je prema formuli:

$$\eta_d = \frac{E_z}{E_k} \times 100 \quad (2)$$

gdje je  $\eta_d$  učinkovitost distribucije [%],  $E_z$  isporučena energija zgradi [MWh] i  $E_k$  proizvedena energija kotlovnice [MWh].

Omjer energije koja stvarno dolazi do zgrada i energije proizvedene u kotlovnici. Dnevno praćenje omogućuje precizno uočavanje gubitaka u mreži.

Gubici u distribuciji računati su prema formuli:

$$G_d = E_k - E_z \quad (3)$$

gdje je  $G_d$  gubitak u distribuciji [MWh],  $E_k$  proizvedena energija kotlovnice [MWh] i  $E_z$  isporučena energija zgradi [MWh].

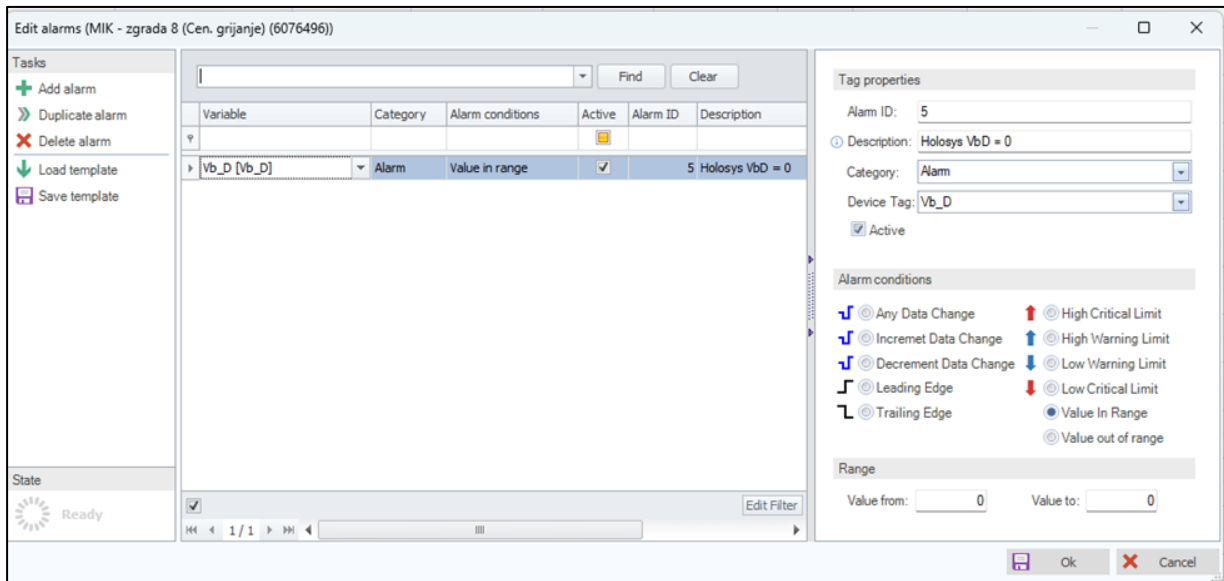
Energetski gubici u distribuciji toplinske energije predstavljaju važan pokazatelj ukupne učinkovitosti sustava te omogućuju pouzdanu kvantifikaciju gubitaka unutar distribucijske mreže. Dnevna analiza dodatno olakšava pravovremenu identifikaciju kritičnih dijelova sustava [6].

#### 4.3. Inovativni alarmni sustav

Značajna je funkcionalnost implementacija pametnog alarmnog sustava koji omogućuje automatsko upozorenje u realnom vremenu za sljedeće situacije:

- Nulta potrošnja
- Nagli skok ili pad potrošnje
- Gubitak komunikacije
- Neobičan odnos ulazne i izlazne energije.

Ovaj sustav omogućuje dnevnu reakciju operatora na potencijalne probleme te povećava pouzdanost cijelog sustava. Slika 5 prikazuje način kreiranja alarma nulte potrošnje u AVE2 sustavu.

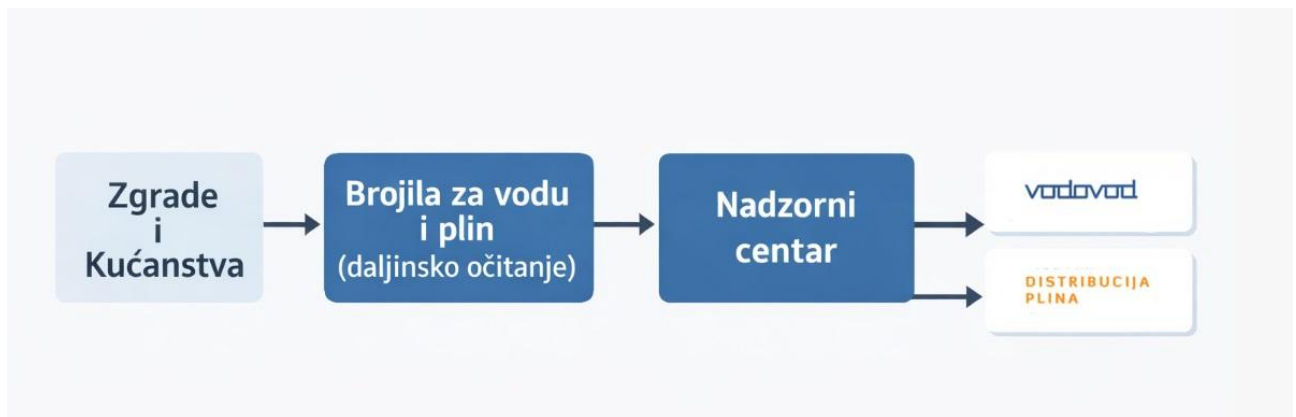


Slika 5. Kreiranje alarma nulte potrošnje  
Izvor: vlastita izrada prema internim podacima

## 5. Strategijski razvojni planovi i projekcije

### 5.1. Opremanje stambenih zgrada

U sljedećoj fazi projekta planira se intenziviranje suradnje s nadležnim sustavom vodoopskrbe u cilju daljinskog opremanja svih mjernih mjesta u stambenim zgradama. Ključni cilj je omogućiti stanarima uvid u potrošnju plina i vode putem mobilne aplikacije. Slika 6 shematski prikazuje sustav daljinskog opremanja plina i vode u zgradama.



Slika 6. Shema daljinskog opremanja plina i vode u zgradama  
Izvor: vlastita izrada prema internim podacima

### 5.2. Tehnološke alternative i skalabilnost

Multical 603 identificiran je kao financijski optimalna alternativa za buduće investicije – potpuna zamjena postojećih računskih jedinica uz ugradnju komunikacijskih modula s impulsnim izlazima, čime se postiže 100 % integracija u sustav daljinskog očitavanja.

### 5.3. Kvantificirani poslovni benefiti

Očekivani rezultati implementacije:

- Povećana preciznost obračuna potrošnje za 15–20 %
- Eliminacija fizičkih očitavanja – ušteda 70 % radnog vremena
- Povećana transparentnost za krajnje korisnike – zadovoljstvo +25 %
- Smanjenje operativnih gubitaka na razini grada za 18–22 %
- Optimizacija potrošnje kroz edukaciju korisnika.

## 6. Zaključak

U ovom radu prikazano je kako primjena dobre prakse daljinskog opremanja plinomjera i korektora obujma plina, uz primjenu NB-IoT tehnologije, omogućuje distributeru prirodnog plina proširenje postojećih znanja na druge sektore.

Primjenom NB-IoT tehnologije u sustavu daljinskog očitavanja ostvareno je povezivanje plinomjera, kalorimetara i vodomjera u jedinstveni sustav prikupljanja i analize podataka, čime je osigurano praćenje potrošnje energenata po pojedinačnim objektima, automatizirana obrada podataka te izrada fleksibilnih dnevnih, tjednih i mjesečnih izvještaja.

Integrirani izvještaji omogućuju analizu učinkovitosti kotlovnica, praćenje efikasnosti distribucije toplinske energije te detaljan uvid u potrošnju svih povezanih potrošača, čime se stvara temelj za cjelovito upravljanje energetske sustavima. Razvijeni sustav dodatno omogućuje pravovremenu detekciju odstupanja putem alarmnog sustava i kvalitetniju analizu potrošnje energenata.

Dobiveni rezultati potvrđuju da integracija mjerenja plina, toplinske energije i vode predstavlja značajan iskorak prema učinkovitijem i integriranom upravljanju energetske sustavima.

Daljnji razvoj sustava predviđa proširenje na stambene zgrade te dodatnu integraciju vodomjera i kalorimetara, čime se otvara mogućnost uspostave integriranog upravljanja potrošnjom plina, toplinske energije i vode na razini krajnjih korisnika.

## Literatura:

1. Šolić M., Marijanović K., Čarapović L., Bukvić D. Realizacija potrošnje prirodnog plina u Brodsko-posavskoj županiji u odnosu na energetske model iz 2001. godine. 37. Međunarodni znanstveno-stručni skup stručnjaka za plin. 13. 5. 2022., Opatija, Hrvatska.
2. Mrežna stranica Brod-plin d.o.o., <https://www.brod-plin.hr/toplinarstvo/toplinski-sustav/>, datum pristupa dokumentu: 1. 3. 2026.
3. Mrežna stranica Kamstrup upute Multical 601, <https://www.kamstrup.com/en-en/product-centre/multical-601/>, datum pristupa dokumentu: 4. 3. 2026.
4. Mrežna stranica Kamstrup upute Multical 603, <https://www.kamstrup.com/en-en/product-centre/multical-603/>, datum pristupa dokumentu: 4. 3. 2026.
5. Mrežna stranica IKOM upute Falcon MJ Pulse/M-Bus, <https://ikom-mjerila.hr/proizvodi/voda/pulse-outputs/falcon-mj-pulse-m-bus>, datum pristupa dokumentu: 5. 3. 2026.
6. International District Energy Association. District Energy Handbook. Westborough, MA: IDEA; 2017.

# Natural gas as a pillar of energy security and the African–European partnership: An analytical insight into the Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP)

**Brikat Abdelghani**  
SONATRACH, Algiers, Algeria

## Abstract

Natural gas is a cornerstone of global energy security, accounting for 23% of the energy mix with 2024 consumption hitting 4.12 trillion cubic meters. According to the Gas Exporting Countries Forum (GECF) 2026 Outlook, proven global reserves approach 220 trillion cubic meters, with Africa holding approximately 9%. This positions the continent as a vital hub for European markets seeking diversification.

In this context, Algeria stands out as a pivotal partner. Sonatrach and IEA 2025 reports confirm Algeria holds 4.5 trillion cubic meters of gas, ranking it among the global top ten. It has ramped up exports to exceed 56 billion cubic meters annually via the Medgaz and Transmed pipelines and LNG shipments. Algeria's decades-long stability reinforces its reputation as a dependable partner amidst geopolitical volatility.

A key focus is the Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP), a 4,128-kilometer infrastructure connecting Nigeria and Niger to Algeria with an annual capacity of 30 billion cubic meters. African Development Bank (AfDB) projections estimate the project could generate over \$13 billion in annual revenue and create thousands of jobs. Strategically, the TSGP enables Nigeria to monetize its gas and empowers Niger's infrastructure, while solidifying Algeria's role as the primary gateway to Europe. This research highlights how Algeria integrates African development with global energy security through reliable, long-term partnerships.

**Keywords:** Africa-Europe, energy security, natural gas, Trans-Saharan, TSGP

## 1. Introduction

In the wake of the "Great Reset" (2022–2026), natural gas has been elevated from a mere energy commodity to a cornerstone of global national security and geopolitical strategy. As efforts are intensified in Europe to decouple from traditional supply routes, the African–European partnership has been established as an indispensable strategic necessity. At the center of this structural realignment, the Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP), a 4,128 km geo-economic corridor, has been designed to reshape the energy map of the Mediterranean basin.

The TSGP is analyzed in this research as an "integrated energy corridor" in which the functional synergy between three key pillars is leveraged: Algeria as a strategic regional energy hub, Nigeria as a global production powerhouse, and Niger as a vital transit corridor. By utilizing Algeria's advanced infrastructure, including the Medgaz and TransMed pipelines, the project is presented as a resilient, sustainable, and cost-effective alternative to complex Liquefied Natural Gas (LNG) supply chains.

The study is structured around the following strategic axes:

- *Global Market Dynamics:* Analyzing the equilibrium between global production and consumption, and addressing Europe's structural supply gap within the framework of major market shifts.
- *The Mediterranean Energy Corridor:* Evaluating the strategic realignment of supply chains under the REPowerEU framework and highlighting the vital role of North African pipelines.

- *Strategic Analysis of the TSGP*: Examining the functional integration between the three partners (Algeria, Nigeria, and Niger) and tracing the project's evolution from its 1970s conception to its strategic revitalization (2022–2026).

This analysis relies on data and reports from authoritative international institutions, primarily the Gas Exporting Countries Forum (*GECF*), the International Energy Agency (*IEA*), as well as official strategic disclosures from *Sonatrach* (Algeria) and the Nigerian National Petroleum Corporation (*NNPC*).

## 2. Global production and consumption equilibrium (2026 Vision)

The global gas market is currently characterized by record levels of both production and consumption, driven by industrial recovery and the ongoing energy transition process. Total global demand has reached approximately 4.25 trillion cubic meters (tcm)—(Figure 1)—with the power generation sector accounting for around 40% of total usage (*GECF Secretariat / Enerdata, 2026*). However, it is noted by the World Economic Forum (2025) [14] that this equilibrium remains highly sensitive to global risks and geopolitical shifts.

Africa has emerged as a high-growth frontier, with over 270 bcm being produced annually. While dominance is maintained by North Africa, the "gas surge" is driven by Sub-Saharan Africa, where over 70% of the continent's remaining recoverable resources are held (*African Energy Chamber, 2026 Outlook*), guided by strategic roadmaps such as those proposed by Yousfi (2005) [15].

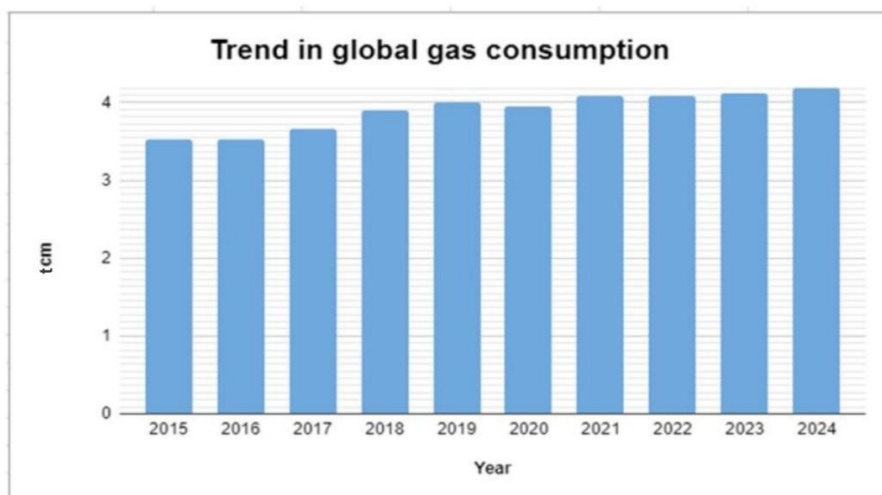


Figure 1. Trend in global gas consumption  
Source: *GECF secretariat based on data from CEDIGAZ*

The strategic interconnection between African production and European demand is highlighted by Europe's heavy reliance on imports. This relationship has evolved into "gas pipeline diplomacy" (Touazi, 2023) [11], where infrastructure is utilized as a tool for geostructural competition. As is noted by Truscott (2009) [12], the most ambitious manifestation of this structural link between Nigeria, Algeria, and the European market remains the Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP).

### 2.1. The Mediterranean Energy Corridor

In 2026, a profound structural adjustment is being undergone by the European gas system, with the Mediterranean emerging as the primary transit interface between Africa and Europe. Under the REPowerEU framework (2022–2026), imports have been successfully diversified by the

EU, and reliance on eastern pipelines has been drastically reduced (European Commission; IEA, 2025). This transition is driven by the necessity of a reliable Mediterranean Energy Corridor [11].

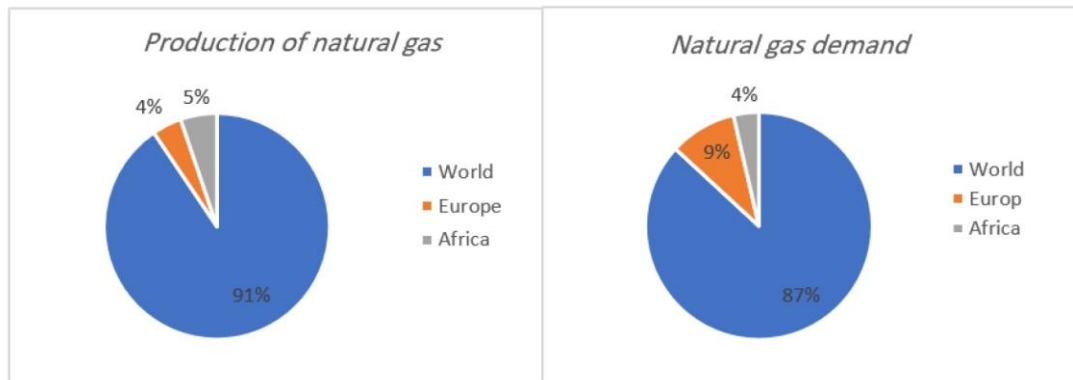


Figure 2. Global gas production & gas demand (2026 Estimates)

Despite this, a persistent supply gap is faced by Europe. While 9% of global demand is accounted for by the European market, only 4% of the world’s gas is produced. Conversely, 5% of global gas is produced by Africa while only 4% is consumed, reinforcing its role as a vital net exporter capable of bridging the European deficit.

An aggressive expansion of alternative pipeline and LNG capacities has been triggered by this production-demand gap (IEA, 2025; S&P Global, 2026). This void has been filled by African suppliers, with 18–22% of total EU gas imports now being provided (Eurostat 2025–2026). The position of continental leader is maintained by Algeria, with the TransMed and Medgaz pipelines being utilized alongside flexible LNG shipments from Algeria and Nigeria.

According to Tahchi (2024), Algeria’s infrastructure is considered a cornerstone of EU energy security. Redundancy and resilience within the Euro-Mediterranean energy network are enhanced by this multi-modal approach (Eurostat 2025; GECF 2026), whereby the "Gas Pipeline Diplomacy" identified by Touazi (2023) and Voytyuk (2023) is operationalized. Furthermore, the competitive landscape of the EU natural gas market is reflected in the following Strategic Supplier Comparison (Consolidated 2024 Estimates), where the critical position of African suppliers within the import hierarchy is highlighted.

Table 1. EU natural gas market

Supplier	Estimated Share of EU Gas Imports (2024)	Main Export Mode	Reference Basis
Norway	~33.4 % (≈ 91.1 bcm)	Pipeline	Eurostat / European Commission 2024 data
United States	~16.5 % (≈ 45.1 bcm)	LNG	Eurostat / European Commission 2024 data
Algeria	~14.4 % (≈ 39.2 bcm)	Pipeline + LNG	Eurostat / European Commission 2024 data
Russia	~18.9 %	Pipeline + LNG	Eurostat / TASS 2024 overview
Qatar	~4.3 % (≈ 11.7 bcm)	LNG	Eurostat / European Commission 2024 data
Nigeria	~2–3 %	LNG	Various trade share estimates 2024

## 2.2. Strategic analysis of natural gas dynamics (Europe and Africa)

A structural contrast between Europe and Africa is exhibited within the global energy landscape, as documented by the IEA and BP. Europe is characterized as a high-demand consumption hub with a significant energy deficit (OPEC, 2025). It is argued by Tahchi (2024) [10] that integrated supply chains are essential to mitigate this vulnerability.

Conversely, Africa is utilized as a strategic pillar of global supply. As is shown in Figure 3, despite internal needs of 173.4 million s cu m, 246.7 million s cu m is produced by the continent. This allows for an export capacity of 98.9 million s cu m—nearly four times its imports of 25.7 million s cu m—whereby the technical roadmaps for success proposed by Yousfi (2005) [15] are reinforced.

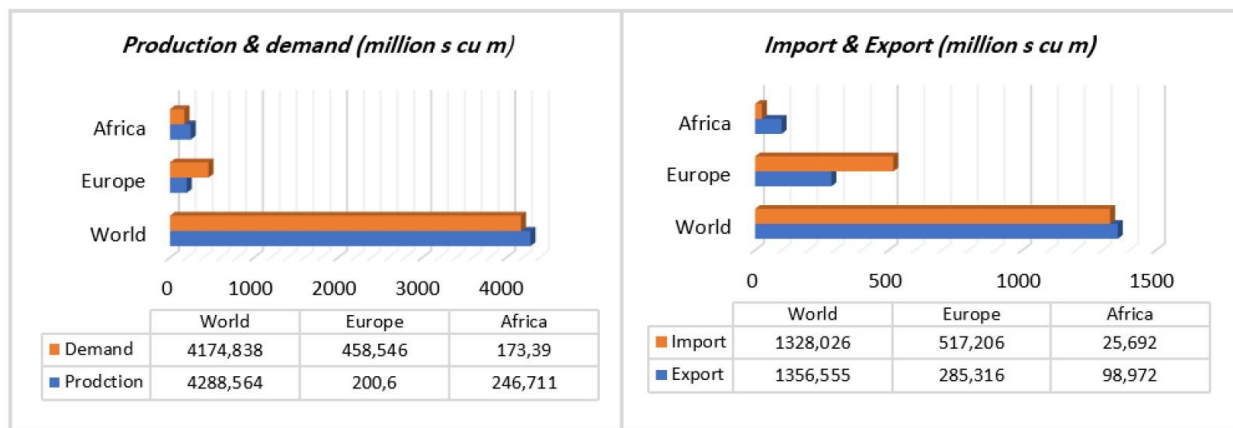


Figure 3. Production & Demand vs Import & Export

This data-driven comparison confirms a critical intercontinental synergy where Africa's resource abundance is utilized as a fundamental pillar for Europe's energy stability and a vital component of the global market's supply chain. This interdependence, as defined by Keohane and Nye [5], is seen to transcend simple trade, evolving into a geostructural link that is identified by Touazi (2023) [11] as the new frontier of Mediterranean "pipeline diplomacy."

## 3. Strategic and geopolitical analysis of the Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP)

The Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP) is represented as a strategic geo-economic corridor. Approximately 4,128 km is extended from Nigeria to Hassi R'Mel, with a capacity of 30 bcm/year projected (IEA, 2025; GECF, 2026). The project is designed to strengthen energy interdependence and diversify supply routes.

Its advantage is found in leveraging Algeria's existing pipelines, whereby CAPEX is reduced and market access is accelerated (S&P Global, 2026). In a post-2022 context, the TSGP is seen as a cost-effective alternative to LNG, whereby regional security and Africa's leverage are reinforced (IEA, 2025; GECF, 2026).

### 3.1. Historical chronology and key milestones:

The TSGP has been evolved through three distinct phases (Figure 4), whereby the shifting priorities of regional integration and global energy demand are reflected.

**Conceptual Phase (1970s–2000):** The project was proposed as a continental corridor linking West African gas to Europe. Early stagnation was faced by the project due to financial constraints and the technical complexity of crossing the Sahara Desert (AfDB; UN-ECA).

**Institutionalization Phase (2002–2009):** Formal cooperation was begun with the 2002 MoU between Sonatrach and NNPC, culminating in the 2009 Abuja Agreement, by which the project’s legal and financial framework was established (APS; Reuters).

**Revitalization Phase (2022–2026):** Momentum was regained by the project, triggered by the 2022 global energy crisis. Technical studies were accelerated by the 2022 Algiers Commitment, and the pipeline was aligned with modern sustainability standards and REPowerEU diversification needs (IEA 2025; Bloomberg).

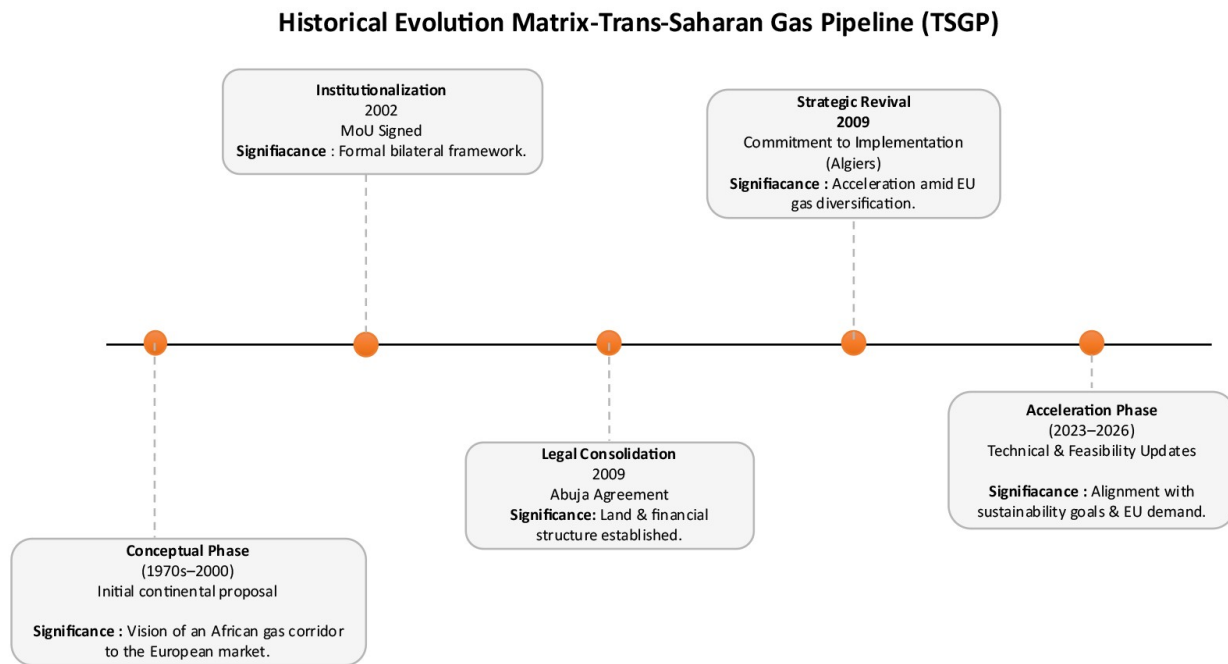


Figure 4. Historical Evolution Matrix TGSP

### 3.2. Geostrategic roles and energy profiles (Algeria – Nigeria – Niger)

The TSGP is embodied as a functional energy integration model where Nigeria is served as the "Upstream Powerhouse," Niger as the "Critical Corridor," and Algeria as the "Strategic Hub." According to the Foresight Study on TSGP (Ayad et al., 2025), this synergy is no longer considered optional but is seen as a prerequisite for Mediterranean energy stability [1]. Through updated technical frameworks and harmonized transit fee structures, this collaboration was institutionalized by the trilateral agreements formalized in February 2025—which were validated by reports from Xinhua and Anadolu [2].

From a geoeconomic perspective, Nigeria's 206 Tcf of reserves are transformed into a "pipelined reality" by the project, while Algeria's status is cemented as a Regional Energy Hub connecting African production to European Trans-med and Medgaz networks [3, 10]. As was analyzed by the International Energy Agency (IEA) in its 2025 outlook, Nigeria’s production capacity is balanced with Algeria’s sophisticated logistical export infrastructure, whereby a resilient supply chain is created that supports both African industrialization and European energy security [4, 11].

#### 3.2.1 ALGERIA

- Logistic gatekeeper and strategic export platform

Algeria is utilized as the decisive link in the TSGP project, whereby its geopolitical position and the Mediterranean's most advanced energy infrastructure are leveraged. Beyond its own resources, Algeria is characterized as a "Continental Bridge," by which it is ensured that African gas reaches

Europe with minimal capital expenditure [1]. According to Tahchi (2024) [10], Algeria is seen to function not just as a producer, but as a strategic guarantor of supply stability via its integrated pipeline network. This role is reinforced by the "gas pipeline diplomacy" described by Touazi (2023) [11], whereby Algeria is positioned as a central hub for Euro-Mediterranean energy security, supported by long-term infrastructure roadmaps [15].

Table 2. Key energy indicators of Algeria (2024–2025 Estimates)

Indicator	Estimated Value	Source / Reference
<b>Proven Gas Reserves</b>	~4.5 tmc	GECF Global Gas Outlook [3]
<b>Annual Production Capacity</b>	~100 - 105 bmc	IEA Gas Market Report [7]
<b>Annual Export Pipelines</b>	42 bcm	Sonatrach Strategic Planning [6]
<b>LNG Export Capacity</b>	~25 MTPA (2025 = 10 MTPA)	OPEC Statistical Bulletin [9]
<b>Consumption</b>	~45 - 50 bmc	Enerdata / IEA [7]

- Strategic significance of the TSGP for Algeria

*Algeria as a Regional Energy Hub:* The project is seen to establish Algeria as a primary gateway for both Nigerian and Algerian gas. Through this, its global bargaining power is strengthened, and its position as Europe’s preferred partner for energy diversification is cemented [2, 10].

*Infrastructure Optimization:* The Nigerien border is connected to the Hassi R'Mel hub (2,310 km) by the TSGP, whereby the excess capacity of the Medgaz and Transmed pipelines is utilized. Through this integration, highly competitive "Landed Costs" for exported gas are ensured [3, 6].

*Value Chain Flexibility:* "Gas Swapping" operations are enabled by the TSGP, whereby the flexibility needed to satisfy rising domestic demand in Southern Algeria is provided, while consistent export volumes from northern fields to global markets are maintained [1, 15].

### 3.2.2. NIGERIA

The strategic supply base and upstream powerhouse: Nigeria is served as the fundamental pillar of the TSGP, with Africa’s largest proven natural gas reserves being possessed by the nation. A shift is currently being made in the nation’s strategy from a heavy reliance on Liquefied Natural Gas (LNG) toward "route diversification" via high-capacity pipelines. Larger market shares in Europe are aimed to be captured by this transition, while domestic industrial growth is stabilized [1, 8].

Table 3. Key energy indicators of Nigeria (2024–2025 Estimates)

Indicator	Estimated Value	Reference Source
<b>Proven Natural Gas Reserves</b>	(≈ 5.9 Tcm)	OPEC / IEA
<b>Annual Production Capacity</b>	≈ 44 – 48 bmc	BP Statistical Review
<b>Annual LNG Export</b>	≈ 15 – 22 MTPA	Nigeria LNG Ltd
<b>Associated Gas Flaring Volume</b>	≈ 6.5 – 7 bmc	World Bank GGFR

- Strategic significance of the TSGP for Nigeria

*Monetizing Associated Gas:* A definitive solution to "Gas Flaring" is provided by the TSGP through the integration of southern oil-associated gas fields into the transcontinental line. Wasted energy is converted into revenue-generating exports, whereby Nigeria’s carbon footprint is lowered in line with climate commitments [2, 13].

*The AKK Pipeline as a Technical Bridge:* A critical milestone is represented by the near-completion of the 614 km Ajaokuta-Kaduna-Kano (AKK) pipeline, which is currently reported to be over 85% complete. Once finished, the remaining distance to the Nigerien border is found to be less than 100 km, whereby the trilateral connection timeline is significantly accelerated [3, 4].

*Regional Economic Rebalancing:* The pipeline is utilized as a catalyst for the "Gas-to-Power" initiative in Northern Nigeria. By essential feedstock being provided for petrochemical industries and power plants, the developmental gap between the southern coast and the northern hinterland is bridged [1, 12].

### 3.2.3. NIGER

The transit hub and regional development catalyst: Niger is utilized as the critical mid-section of the TSGP with a span of 841 km. While smaller gas reserves than its partners are currently possessed, Niger's "geographical position" is strategically converted into "economic capital" through transit fees and domestic energy empowerment [1, 4].

Table 4. Key indicators and developmental impact for Niger

Strategic Indicator	Expected Impact	Reference Source
Transit Fees	Sustainable hard currency revenue streams	IMF / AfDB
Off-take Points	Providing feedstock for local gas-to-power plants	Niger Ministry of Energy
Geographical Link	Connecting the Nigerian & Algerian borders (841 km)	TSGP Technical Committee

- Strategic significance for Niger

*Ending Energy Poverty:* Through the pipeline, access to gas at preferential prices for electricity generation is granted to Niger. Local energy costs are projected to be reduced by up to 40%, whereby a vital engine for emerging industries is served [2, 8].

*Spatial Development:* Infrastructure growth in remote desert regions is fostered by the project, with permanent jobs in maintenance and logistics being created. Consequently, Niger is transformed from a landlocked nation into a "strategic partner" in global energy security [3, 13].

## 4. Strategic recommendations & conclusion

The TSGP is established as a primary backbone for African energy integration, whereby Nigeria's substantial gas reserves (5.5–5.8 tcm) are linked to Algeria's extensive export infrastructure (APPO, 2026; OPEC, 2025). Geopolitical ties across host nations are reinforced through the following strategic pillars:

**Project Launch and Financial Security:** The physical initiation is supported by strategic institutions like the African Development Bank (AfDB). By securing funding for construction and early operations, project credibility is enhanced, implementation is accelerated, and private international investment is attracted [1, 14].

**Multi-Functional Infrastructure:** Fiber-optic networks and high-voltage direct current (HVDC) systems are integrated into the corridor. By designing the pipeline with a 10–20% hydrogen capacity, long-term sustainability is ensured, and access to green financing is facilitated. As noted by the African Union (2023), 20–35% higher developmental returns are generated through such multi-functional models [7, 9].

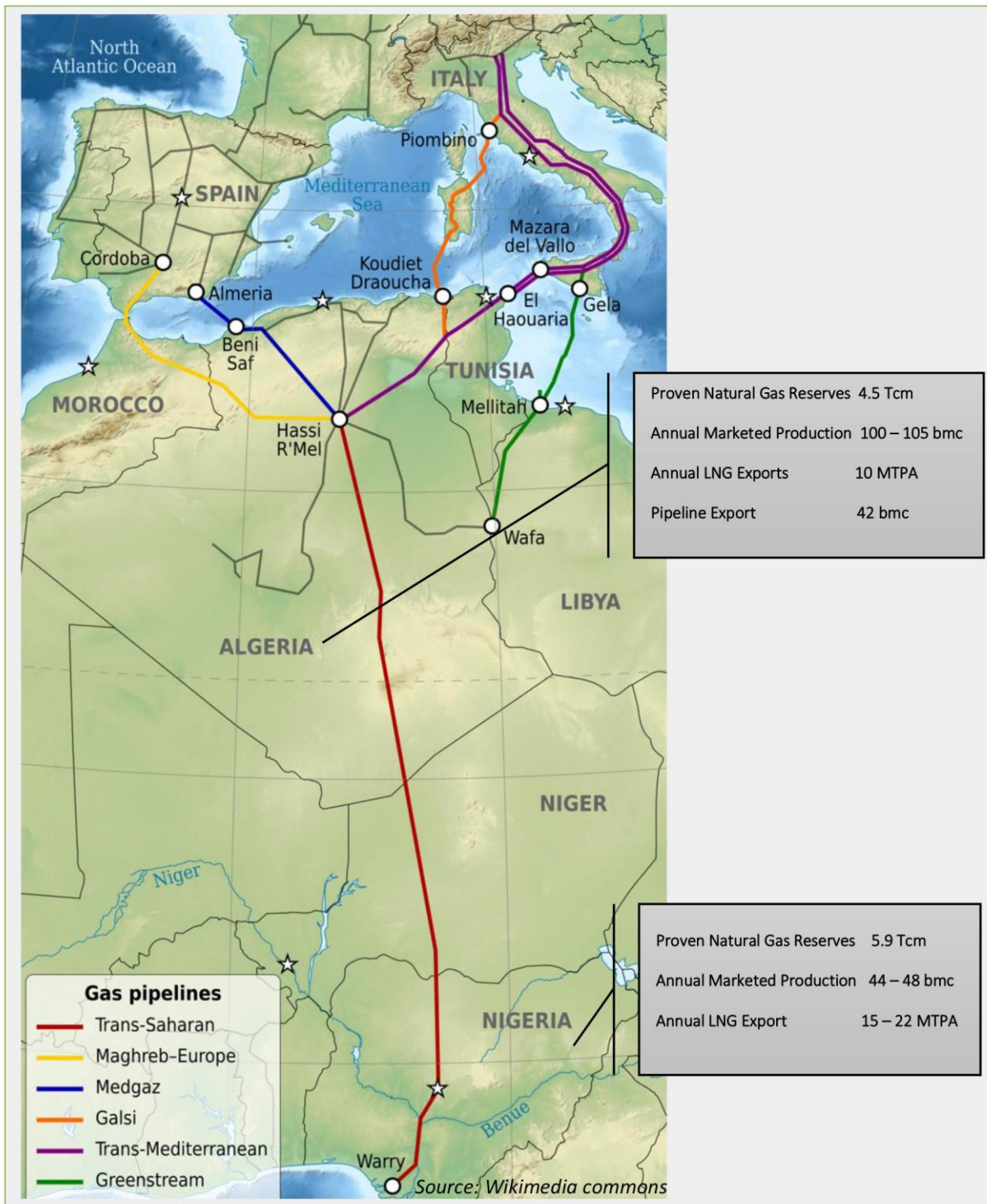


Figure 5. Trans-Saharan Gas Pipeline Project (TSGP)

Development-Led Security: A transit development fund is created from revenues to invest in healthcare, education, and solar energy. By allocating 3–5% of income to border communities, social risks are mitigated and local support is secured [2, 14].

Through the integration of energy, transport, and digital networks, Africa's gas potential is operationalized. A reliable alternative to LNG is provided while domestic "Gas-to-Power" initiatives are supported [11, 16]. Consequently, regional stability is strengthened, and a balanced model for South-North cooperation is offered [3, 9].

As this study is concluded, global energy security is redefined by escalating tensions in the Strait of Hormuz. A strategic pivot toward terrestrial alternatives is necessitated by heightened risks to maritime supply chains. In this volatile landscape, the TSGP is transformed into a vital Trans-Saharan energy corridor. By maritime "chokepoints" being circumvented, Africa—and Algeria specifically—is positioned as a geostructural safety valve, whereby stable energy flows are ensured amidst recurrent maritime crises and shifting global supply dynamics.

### **Literature:**

1. Ayad H., et al. Foresight Study on the Trans-Saharan Gas Pipeline: Strategic Synergy and Mediterranean Energy Stability. *Journal of Horizons of Management and Economic Sciences*, 2025, 9 (2), pp. 121-139.
2. Abdulkadir M. S. Geopolitics of Energy in Africa: Exploring the TSGP to Strengthen Diplomatic Ties Between Nigeria and Regional Partners. *Journal of African Energy Studies*, 2024, 12 (2), pp. 45-62.
3. Gas Exporting Countries Forum (GECF). *Global Gas Outlook 2026 & Annual Statistical Bulletin*. Doha, Qatar: GECF Secretariat; 2026.
4. Energy Capital & Power. *Trans-Sahara Gas Pipeline: Technical Milestones and West African Economic Impact*. Strategic Infrastructure Report; 2024.
5. Keohane R. O., Nye Jr J. S. Power and Interdependence. *World Politics*, 1973, 25 (1), pp. 1-25.
6. Sonatrach. *Strategic Planning Report: Infrastructure Readiness and Interconnectivity for Export Hubs*. Algiers, Algeria; 2025.
7. International Energy Agency (IEA). *Gas Market Report 2025/2026 & Africa Energy Outlook 2025*. Paris: OECD Publishing; 2026.
8. African Energy Chamber. *The State of African Energy: Route Diversification and the TSGP Project*. 2026 Outlook Report; 2025.
9. OPEC Secretariat. *Annual Statistical Bulletin 2025*. Vienna, Austria: Organization of the Petroleum Exporting Countries; 2025.
10. Tahchi B. Algerian Gas Hub: Strengthening the Energy Security of the European Union. *Mediterranean Economic Review*, 2024, 19 (4), pp. 112-128.
11. Touazi I. Energy Security and Gas Pipeline Diplomacy: A Case Study of North Africa. *Global Security Analysis*, 2023, 8 (3), pp. 89-104.
12. Truscott P. *Algeria, Nigeria, and the Trans-Saharan Pipeline: Historical and Geopolitical Evolution*. Oxford Institute for Energy Studies; 2009.
13. Voytyuk O. Strategic Infrastructure as an Element of Geopolitical Competition: The Land-Based Pipeline vs. LNG. *International Relations & Energy Policy Journal*, 2023.
14. World Economic Forum (WEF). *Global Energy Risk Report: Financing Large-Scale Transcontinental Infrastructure*. Geneva, Switzerland; 2025.
15. Algérie Presse Service (APS). President Tebboune Announces Launch of TSGP Project via Niger Following Ramadan. (Official Technical Committee Update), [www.aps.dz], (2026).
16. African Petroleum Producers Organization (APPO). *African Oil & Gas Strategic Report: Continental Integration and Sovereignty*. Brazzaville, Congo; 2026.

## **Tehnički i operativni aspekti miješanja H<sub>2</sub> s prirodnim plinom, upotreba mješavine i izdvajanje vodika na interesnim točkama sustava uz korištenje postojeće plinovodne infrastrukture**

### ***Technical and operational aspects of blending H<sub>2</sub> with natural gas, utilization of the mixture, and hydrogen separation at selected points in the system using the existing gas pipeline infrastructure***

**Mislav Kalafatić**

KONČAR - Elektroindustrija d.d., Zagreb, Republika Hrvatska

**Mario Perić**

KONČAR - Elektroindustrija d.d., Zagreb, Republika Hrvatska

#### **Sažetak**

Rad razmatra miješanje vodika (H<sub>2</sub>) s prirodnim plinom (H<sub>2</sub>NG) kao prijelaznu mjeru za postupno uvođenje vodika u energetske sustav te smanjenje emisija CO<sub>2</sub>, uz minimalne intervencije na postojećoj plinskoj infrastrukturi i krajnjim uređajima. U Republici Hrvatskoj prirodni plin ima važnu ulogu u energetici, industriji, kućanstvima i javnom sektoru, pa je koncept miješanja relevantan kao operativno izvediv korak dekarbonizacije. Predlaže se fazna implementacija udjela vodika: početno 2 % vol. H<sub>2</sub>, potom 5 % i 10 %, uz pilot-projekte i ograničeno testiranje do 20 % vol. H<sub>2</sub>, pri čemu se naglašava potreba praćenja kvalitete plina i kompatibilnosti infrastrukture. Miješanje u transportni sustav razmatra se i kao mehanizam za fleksibilnu dopremu vodika do različitih lokacija, ovisno o potrebama potrošača i konfiguraciji sustava. Time se otvara mogućnost ciljne opskrbe, uključujući scenarije u kojima se na interesnim točkama sustava (npr. MRS-ovima, izlaznim i mjernim mjestima) vodik izdvoji iz mješavine primjenom odgovarajućih postrojenja te isporuči potrošačima koji zahtijevaju čisti H<sub>2</sub>. Ističe se da dodatak vodika mijenja energetske vrijednosti mješavine po volumenu, što ima implikacije na mjerenje, obračun i upravljanje kvalitetom plina. Procjenjuje se da mješavina s 20 % vol. H<sub>2</sub> može smanjiti emisije CO<sub>2</sub> za oko 7–8 %, uz osvrt na demonstracijske projekte u Europi i Ujedinjenom Kraljevstvu. Prikazuje se i okvirna procjena potencijala za RH u sektorima kućanstava i javnog sektora (oko 32 % potrošnje plina). Pri 10 % vol. H<sub>2</sub> smanjenje iznosi oko 53,8 kt CO<sub>2</sub>/god, a pri 20 % vol. H<sub>2</sub> oko 116,1 kt CO<sub>2</sub>/god. Uključivanje industrije dodatno bi povećalo ukupni dekarbonizacijski učinak.

**Ključne riječi:** blendanje/miješanje, dekarbonizacija, plinska infrastruktura, prirodni plin, vodik

#### **Abstract**

*This paper examines hydrogen (H<sub>2</sub>) blending with natural gas (H<sub>2</sub>NG) as a transitional measure for the gradual introduction of hydrogen into the energy system and the consequent reduction of CO<sub>2</sub> emissions, requiring only minimal interventions in existing gas infrastructure and end-use appliances. In the Republic of Croatia, natural gas plays an important role across the power and energy sector, industry, households, and the public sector, making blending a relevant and operationally feasible decarbonisation pathway. A phased implementation is proposed: an initial 2 vol.% H<sub>2</sub>, followed by increases to 5 and 10 vol.% H<sub>2</sub>, supported by pilot projects and limited-area testing up to 20 vol.% H<sub>2</sub>, with emphasis on continuous monitoring of gas quality and infrastructure compatibility. Blending within the transmission system is also considered a mechanism for flexible hydrogen delivery to different locations depending on consumer needs and system configuration. This enables targeted supply scenarios in which hydrogen is separated from the blend at selected points in the system (e.g., nodes as well as offtake and metering stations) using appropriate separation facilities and then delivered to consumers requiring pure H<sub>2</sub>. It is highlighted that hydrogen addition changes the blend's volumetric energy content, with*

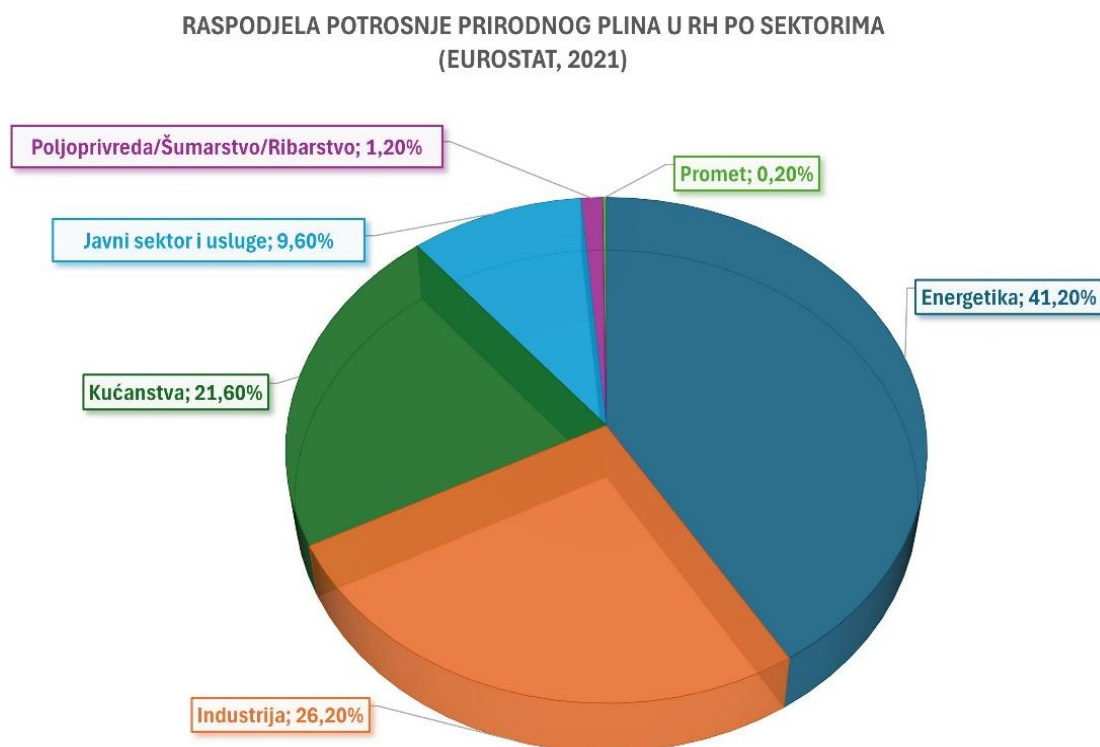
*implications for measurement, billing, and gas quality management. A 20 vol.% H<sub>2</sub> blend is estimated to reduce CO<sub>2</sub> emissions by approximately 7–8%, supported by a review of demonstration projects in Europe and the United Kingdom. An indicative assessment is also provided for Croatia's household and public sectors (approximately 32% of gas consumption): at 10 vol.% H<sub>2</sub>, the reduction is about 53.8 kt CO<sub>2</sub>/year, and at 20 vol.% H<sub>2</sub> about 116.1 kt CO<sub>2</sub>/year, noting that inclusion of industry would further increase the overall decarbonisation impact.*

**Keywords:** blending, decarbonisation, gas infrastructure, hydrogen, natural gas

## 1. Uvod

U svrhu smanjenja emisija CO<sub>2</sub> i brže primjene vodika H<sub>2</sub>, kao jedno od prijelaznih rješenja razmatra se miješanje vodika s prirodnim plinom. Prirodni plin kao energent ima važnu ulogu u energetici, industriji, kućanstvima, javnom sektoru i prometu, pa svaka mjera koja omogućuje postupnu dekarbonizaciju postojećeg sustava ima operativnu i gospodarsku važnost.

Ukupna potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj iznosi približno 2,59 milijardi m<sup>3</sup>. Iz vlastite proizvodnje dolazi oko 0,69 milijardi m<sup>3</sup>, dok se ostatak podmiruje uvozom, pretežito preko LNG terminala na otoku Krku [1]. Raspodjela potrošnje po sektorima prikazana je na slici 1.



Slika 1. Raspodjela potrošnje prirodnog plina u RH

Buduće projekcije do 2030. godine upućuju na blagi pad potrošnje prirodnog plina zbog elektrifikacije grijanja, primjene dizalica topline i programa energetske obnove zgrada i kuća. Unatoč tome, postojeća plinska infrastruktura ostaje važna imovina sustava te je opravdano razmotriti načine njezine prilagodbe zahtjevima energetske tranzicije.

Cilj rada je analizirati tehničku, operativnu, sigurnosnu i regulatornu izvedivost miješanja vodika s prirodnim plinom u postojećoj plinskoj infrastrukturi, uz prikaz iskustava iz europske prakse i procjenu mogućih učinaka primjene u Republici Hrvatskoj.

Takvo prijelazno rješenje ima smisla samo ako se promatra u širem energetske kontekstu. U razdoblju u kojem dio potrošnje prelazi na elektrifikaciju, a dio teško zamjenjivih procesa i dalje treba plinoviti energent, blendanje/miješanje može poslužiti kao fleksibilan instrument za smanjenje emisija bez naglog isključivanja postojeće infrastrukture. Pritom je važno naglasiti da tehnička prihvatljivost, sigurnost i obračun energije moraju biti analizirani zajedno, a ne odvojeno.

## 2. Tehnička analiza primjene mješavina H<sub>2</sub> i prirodnog plina

Miješanje vodika (H<sub>2</sub>) s prirodnim plinom (H<sub>2</sub>NG) razmatra se kao opcija početka brže primjene vodika i vodikovih tehnologija, jer u početnoj fazi ne zahtijeva masovnu zamjenu krajnjih uređaja. U distribucijskim sustavima najčešće se razmatraju udjeli od 2 %, 5 %, 10 % pa do najviše 20 % vol. vodika, pri čemu se takav pristup promatra kao način trenutnog smanjenja emisija CO<sub>2</sub>, ali i kao proces stjecanja iskustva za buduću širu primjenu vodika.

Kao razuman operativni slijed predlaže se početno miješanje s oko 2 % vol. H<sub>2</sub>, zatim postupno povećavanje na 5 % i 10 %, uz praćenje učinaka na mrežu i krajnje korisnike, dok bi eventualno testiranje do 20 % trebalo provoditi na ograničenom području i pod pojačanim nadzorom. U početnoj fazi naglasak nije samo na smanjenju emisija, nego i na stjecanju pouzdanih podataka o ponašanju mreže, stabilnosti kvalitete plina, radu plinomjera i reakciji krajnjih uređaja. Time se smanjuje utjecaj budućih većih ulaganja nove infrastrukture namijenjene isključivo za vodik. Odluke o višim udjelima vodika mogu se temeljiti na iskustvu iz realnog pogona.

U energetske tranziciji miješanje se može promatrati kao most između postojećeg plinskog sustava i budućih namjenskih vodikovih mreža. Takav pristup omogućuje da se dio postojećih ulaganja u cjevovode, regulacijske stanice, mjerna mjesta i korisničke priključke zadrži u funkciji, dok se istodobno stvaraju operativna iskustva s novim energentom. Drugim riječima, miješanje nije konačno rješenje za sve segmente potrošnje, nego alat za postupnu prilagodbu sustava i tržišta.

### 2.1. Utjecaj miješanja na energetska svojstva prirodnog plina

Dodavanjem vodika prirodnom plinu smanjuje se ukupna energetska vrijednost plina po prostornom metru jer vodik ima nižu gornju ogrjevnu vrijednost od metana. Pri pretpostavljenim vrijednostima GCV za prirodni plin od 39,8 MJ/m<sup>3</sup> i za H<sub>2</sub> od 12,75 MJ/m<sup>3</sup> svaka prostorna jedinica vodika donosi znatno manje toplinske energije od iste jedinice prirodnog plina (metana). Posljedično, svaka prostorna jedinica H<sub>2</sub>NG mješavine sadrži manje energije nego ista zapremina čistog prirodnog plina.

Tablica 1. Procijenjeni GCV mješavine prirodnog plina i vodika

Udio vodika u plinu (vol. %)	Procijenjeni GCV smjese (MJ/m <sup>3</sup> )
2% H <sub>2</sub> + 98% CH <sub>4</sub> (NG)	39,3 MJ/m <sup>3</sup>
5% H <sub>2</sub> + 95% CH <sub>4</sub>	38,4 MJ/m <sup>3</sup>
10% H <sub>2</sub> + 90% CH <sub>4</sub>	37,1 MJ/m <sup>3</sup>
20% H <sub>2</sub> + 80% CH <sub>4</sub>	34,4 MJ/m <sup>3</sup>

Prikazane vrijednosti vrijede za standardne uvjete i prikazuju opći trend smanjenja volumetrijske ogrjevne vrijednosti. Već pri 20 % vol. H<sub>2</sub> ogrjevna vrijednost smjese smanjuje se za približno 14 % u odnosu na referentnu GCV prirodnog plina, što utječe na korisnu energiju po m<sup>3</sup> i zahtijeva odgovarajuće obračunsko i operativno praćenje.

S operativnog gledišta to znači da se uz praćenje volumnih protoka mora pratiti i stvarna energetska isporuka. Kod većih ili promjenjivih udjela vodika povećava se važnost češćih analiza

sastava plina i preciznijeg izračuna predane energije, osobito na mjernim mjestima većih kupaca. U sustavu u kojem se kvaliteta plina mijenja po zonama ili u vremenu, mjerenje u energetske jedinice postaje bitan preduvjet za transparentan obračun i za izbjegavanje sporova s korisnicima.

Osim same gornje ogrjevne vrijednosti, za praktičan rad sustava važni su i drugi pokazatelji kvalitete plina, ponajprije Wobbeov indeks, relativna gustoća i brzina izgaranja. Promjena tih parametara utječe na stabilnost plamena i na mogućnost da krajnji uređaj pri istom podešenju dobivaju približno jednaku korisnu energiju. Zato se pri planiranju blendanja ne smije promatrati samo udio vodika u volumenu, nego cjelokupan skup parametara koji definira uporabljivost plina u distribuciji.

## 2.2. Utjecaj na infrastrukturu i krajnje uređaje

Vodik ima drugačija fizikalno-kemijska svojstva od metana, što može utjecati na materijale i opremu. Moderni distribucijski sustavi od polietilena uglavnom su kompatibilni s vodikom, dok starije čelične cijevi i pojedini spojni elementi mogu biti osjetljiviji na učinke vodika, osobito pri višim tlakovima. Zbog toga je prije šire primjene potrebno provesti analizu integriteta cjevovoda, armature, brtvi, ventila i plinomjera.

Krajnji plinski uređaji pri udjelima do približno 20 % vol. H<sub>2</sub> u pravilu mogu raditi bez većih preinaka, ali veći udjeli mogu mijenjati karakteristike izgaranja. Vodik povećava brzinu gorenja smjese i snižava Wobbeov indeks, pa je potrebno ispitati stabilnost plamena, energetske učinkovitost uređaja i moguće promjene emisija, uključujući NO<sub>x</sub>.

Zbog manje gustoće i veće difuzivnosti vodika mijenjaju se i transportna svojstva plina. To ne znači nužno znatne energetske gubitke, ali povećava važnost kontrole nepropusnosti mreže i kvalitete spojeva.

## 2.3. Operativni, regulatorni i tržišni preduvjeti primjene

Za uspješnu implementaciju mješavina vodika u distribucijsku plinsku mrežu (2–20 vol. % H<sub>2</sub>) potrebne su koordinirane tehničke, regulatorne i komercijalne mjere:

- Tehničke preporuke

Postupna integracija vodika – započeti s niskim udjelom (oko 2 % vol. H<sub>2</sub>) i postepeno povećavati na 5 %, zatim 10 %, uz praćenje učinaka, prije eventualnog testiranja do maksimuma od ~20 %. Potrebno je provesti ispitivanje i verifikaciju materijala cjevovoda i opreme (npr. brtvi, ventila, plinomjera) na kompatibilnost s vodikom te zamijeniti komponente koje ne zadovolje kriterije. Preporuča se ugraditi sustave za kontrolu kvalitete plina (online mjerače sastava/Wobbe indeksa) kako bi se osiguralo da mješavina ostaje unutar specifikacija sigurnog sagorijevanja u plinskim uređajima. Također, opskrbni sustav vodikom (elektrolizeri, miješalice) treba projektirati tako da osigurava homogeno miješanje vodika i prirodnog plina, te stabilan tlak u mreži. Operativno osoblje treba obučiti za detekciju i rukovanje vodikom (npr. upotreba odgovarajućih detektora curenja) uz prilagodbu protokola održavanja infrastrukture.

- Regulatorne preporuke

Prilagodba normi i propisa – potrebno je izmijeniti postojeće plinske tehničke propise i standarde kvalitete plina kako bi se dozvolilo kontrolirano dodavanje vodika do 20 % vol. u distribucijsku mrežu (nasuprot dosadašnjim niskim limitima, npr. 0,1 % u mnogim državama). Regulatori trebaju definirati jasne kriterije za sigurno miješanje (npr. granične vrijednosti Wobbe indeksa, gustoće, sadržaja sumpora i dr.) te odobriti pilot-projekte kroz regulatorne sandbox okvire kako bi se prikupili podaci u realnim uvjetima. Potrebno je osigurati da odorizacija plina ostane učinkovita i propisana (vidjeti sigurnosne aspekte), te razmotriti uvođenje certifikata o podrijetlu vodika u plinskoj mreži kako bi se poticao zeleni vodik. Također, treba uskladiti nacionalne

propise s nadolazećim europskim standardima i direktivama vezanim uz obnovljive plinove i vodikovu infrastrukturu. U konačnici, regulatorni okvir mora obuhvatiti i pravila obračuna energije/biliranja (energijska vrijednost plina s vodikom), te nadzor nad operatorima mreže pri uvođenju vodika.

- **Komercijalne preporuke**

Stvaranje tržišnih uvjeta – potrebno je osigurati ekonomske poticaje i modele koji kompenziraju veću cijenu proizvedenog vodika u odnosu na prirodni plin, osobito u početnoj fazi. To može uključivati subvencije za proizvođače zelenog vodika, olakšice za demonstracijske projekte, ili uključivanje troškova blendanja u regulirane tarife uz minimalan utjecaj na krajnje potrošače. Operator distribucije trebao bi uspostaviti jednake metode obračuna. Budući da vodik ima manju energetska gustoću, obračun isporučene energije treba temeljiti na izmjerenoj ogrjevnoj vrijednosti mješavine kako potrošači ne bi bili zakinuti za energiju plaćajući po istom obujmu plina. Preporuča se razviti tržišne mehanizme za vodik (npr. aukcije ili ugovore o otkupu vodika injektiranog u mrežu) te definirati ugovorne odnose između dobavljača vodika i plinskih poduzeća. Također, važna je edukacija krajnjih korisnika o prednostima H<sub>2</sub>-blenda i osiguranje njihove podrške, transparentnom komunikacijom naglasiti da će postojeći uređaji nastaviti raditi uz mješavinu bez potrebe za prilagodbom, uz istodobno smanjenje emisija CO<sub>2</sub>. Miješanje vodika omogućilo bi brzu redukciju emisija CO<sub>2</sub> bez masovne zamjene krajnjih uređaja, te mogućnost učenja o vodik u realnim uvjetima plinovodne mreže. Potrebno je provjeriti tehničku, sigurnosnu, ekonomsku i korisničku izvedivost H<sub>2</sub>NG mješavina.

### **3. Primjeri stvarne primjene miješanja**

Za ilustraciju, u nastavku su navedeni neki istaknuti projekti u Europi koji su demonstrirali miješanje vodika u prirodnom plinu u distribucijskim ili transportnim mrežama:

**GRHYD (Francuska)** – Pilot-projekt kompanije ENGIE u gradu Dunkerque (Le Petit Village, Cappelle-la-Grande) pokrenut 2018. godine, gdje se u novu lokalnu distribucijsku mrežu za ~200 kućanstava postupno ubrizgavao vodik (do 20 % vol.) pomiješan s prirodnim plinom za potrebe grijanja i tople vode. Paralelno je demonstriran i utjecaj na prijevoz: lokalna autobusna stanica opskrbljivala je oko 50 autobusa gorivom Hythane (mješavina prirodnog plina s 6 % → 20 % vodika). Cilj GRHYD projekta bio je dokazati tehničke, ekonomske i ekološke prednosti ovakvog “*power-to-gas*” rješenja u stvarnim uvjetima, uz podršku francuske vlade. Projekt je uspješno pokazao da se do 20 % vodika može sigurno integrirati u područni plinski sustav, smanjujući emisije CO<sub>2</sub>, te koristeći obnovljivu energiju (viškove vjetroelektrane) za proizvodnju vodika. [6]

**Jupiter 1000 (Francuska)** – Prvi industrijski demonstrator koncepta *power-to-gas* u Francuskoj, smješten u Fos-sur-Mer i koordiniran od strane operatera transportnog sustava GRTgaz. Projekt (započet 2014., u pogonu od 2018.) integrira 1 MWe elektrolizere (PEM i alkalni) i jedinicu za metanizaciju s hvatanjem CO<sub>2</sub>, s ciljem proizvodnje zelenog vodika i e-metana (sintetskog metana) od obnovljive struje. U veljači 2020. ostvarene su prve injekcije vodika u plinsku mrežu – vodik (~6 % vol.) uspješno je ubrizgan u lokalni transportni cjevovod (izrađen od nehrđajućeg čelika, tlak >16 bar) zajedno s prirodnim plinom. Jupiter 1000 služi kao testna platforma za praćenje utjecaja vodika na plinsku infrastrukturu i potrošače. Dosadašnji rezultati pokazali su da takav udio vodika nije uzrokovao probleme industrijskim korisnicima spojenima na mrežu. Projekt je također nedavno demonstrirao proizvodnju e-metana spajanjem zelenog H<sub>2</sub> i izdvojenog CO<sub>2</sub>, koji se potom također ubrizgava u mrežu. Javna izvješća projekta potvrđuju da injektiranje vodika pomaže dekarbonizaciji plinske mreže uz minimalne tehničke prilagodbe. [7]

**HyDeploy (Ujedinjeno Kraljevstvo)** – Prva britanska demonstracija mješavine vodika u postojećoj distribucijskoj mreži. Pilot-projekt je proveden na privatnoj mreži Sveučilišta Keele od kraja 2019. do početka 2021., opskrbljujući oko 100 kućanstava i 30 zgrada mješavinom koja je sadržavala do 20 % vol. vodika. Ovo je bila prva injekcija vodika u živi plinski sustav u UK,

ostvarena nakon što je konzorcij projekta ishodio posebno regulatorno odobrenje (izuzeće od važećih propisa koji ograničavaju vodik na 0,1 %) na temelju opsežnih sigurnosnih ispitivanja. Rezultati HyDeploy-a pokazali su da postojeći plinski uređaji (kuhala, bojlere, grijanje) mogu sigurno raditi s 20 % vodika bez ikakvih modifikacija ili uočljivog utjecaja na krajnje korisnike. Ušteda emisija CO<sub>2</sub> bila je značajna, a projekt je potvrdio i visok stupanj prihvaćenosti od strane potrošača. Nakon uspjeha na Keeleu, drugi dio projekta (HyDeploy2) proveo je sličnu demonstraciju na javnoj distribucijskoj mreži u Winlatonu (sjeveroistočna Engleska) 2021. godine, također s 20 % H<sub>2</sub>, čime je potvrđena primjenjivost rješenja. HyDeploy je otvorio put daljnjim inicijativama u UK (poput planiranih 100 % H<sub>2</sub> gradskih mreža) pokazujući da blendanje do 20 % predstavlja brzu i sigurnu mjeru dekarbonizacije plinske potrošnje. [8]

**Snam H<sub>2</sub> miješanje (Italija)** – Talijanski plinski operater Snam je 2019. uspješno proveo dvije kampanje ubrizgavanja vodika u svoj transportni sustav. U tim pokusima, mješavina s 5 % vol. H<sub>2</sub>, a potom i do 10 % vol. H<sub>2</sub>, puštena je u dio visokotlačnog plinovoda te isporučena dvama industrijskim potrošačima – tvornici tjestenine i punionici vode – za potrebe procesa grijanja. Radilo se o prvom takvom slučaju u Europi da vodik ide kroz postojeću transportnu mrežu do krajnjeg korisnika. Cilj je bio provjeriti spremnost postojeće infrastrukture i opreme na ove udjele vodika i dokazati da krajnji uređaji mogu pouzdano raditi. Nakon uspješnih testova (nisu zabilježeni problemi u radu postrojenja na mješavinu), Snam je potvrdio kompatibilnost svojih plinovoda s najmanje 10 % vodika te je krenuo u razvoj internih standarda za transport plina s vodikom. Ovo iskustvo ohrabrilu je daljnje planove – Snam je najavio da bi postupnim dodavanjem 5 % vodika u sav plin koji transportira (~70 milijardi m<sup>3</sup> godišnje) mogao u sustav ubaciti do 3,5 milijardi m<sup>3</sup> vodika godišnje bez novih cjevovoda, čime bi se značajno smanjile emisije sektora. Snamov primjer pokazuje da postojeći veliki plinski sustavi mogu podnijeti blendanje vodika u dvocifrenom postotku uz minimalne prilagodbe, što je važan korak prema budućoj široj upotrebi vodika u Europi. [9]

O navedenim projektima dostupna su detaljna javna izvješća i case study dokumenti. Primjerice, ENGIE je objavio pregled GRHYD demonstratora, konzorcij HyDeploy je izdao završno izvješće sa tzv. *lessons learned* (uklj. studije percepcije potrošača), a rezultati Snam projekta predstavljeni su u stručnim publikacijama i priopćenjima. Ovi primjeri pružaju vrijedne uvide u praktične aspekte blendanja vodika, i potvrđuju ostvarive prednosti (dekarbonizacija, iskorištenje obnovljivih izvora) uz rješavanje tehničkih i sigurnosnih izazova, te služe kao temelji za širu primjenu vodika u plinskim mrežama.

#### 4. Pretpostavka primjene miješanja prirodnog plina s vodikom u RH

Na temelju prosječne potrošnje prirodnog plina, napravljena je gruba procjena smanjenja emisija CO<sub>2</sub>. Procijenjena je godišnja potreba za vodikom, te je napravljen grubi izračun koji pokazuje smanjenje CO<sub>2</sub> kroz ekvivalent broja automobila koji emitiraju CO<sub>2</sub>.

Sektor kućanstva i javni sektor u ukupnoj potrošnji prirodnog plina iznosi ~32 %. Godišnje emisije CO<sub>2</sub> uslijed potrošnje plina su 1,549 Mt CO<sub>2</sub>/god.

U slijedećoj tablici prikazana je procjena učinka s izračunom smanjena emisija CO<sub>2</sub> i potrošnja vodika u kt/godini za određenu koncentraciju miješanja.

Tablica 2. Procijenjeno smanjenje emisija CO<sub>2</sub> i godišnji konzum vodika

Udio H <sub>2</sub> (vol. %)	Energetski udio H <sub>2</sub> (%)	Smanjenje CO <sub>2</sub> (kt/god)	Smanjenje CO <sub>2</sub> (% sektora)	H <sub>2</sub> energija (TWh/god)	H <sub>2</sub> masa (kt/god)
2	0,657	10,2	0,657	0,05	1,51
5	1,676	26	1,676	0,13	3,86
10	3,474	53,8	3,474	0,27	8,01
20	7,492	116,1	7,492	0,58	17,26

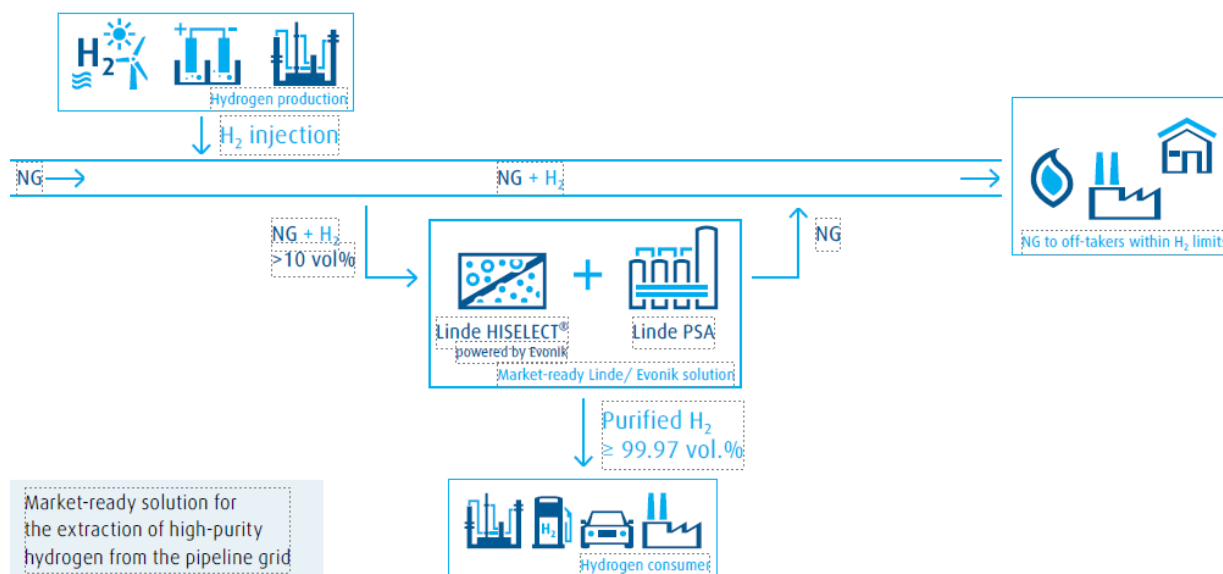
Tablica u nastavku pokazuje učinak smanjenja emisija CO<sub>2</sub> prikazanu kroz ekvivalent broja automobila. Uz pretpostavku da osobni automobil ima emisiju 1,5-1,8 t/god CO<sub>2</sub>, prikazan je učinak kroz ekvivalent broja automobila, što olakšava interpretaciju rezultata u komunikaciji prema javnosti i donositeljima odluka.

Tablica 3. Procijenjeno smanjenje emisija CO<sub>2</sub> i ekvivalent broja automobila

Udio H <sub>2</sub> (vol. %)	Smanjenje CO <sub>2</sub> (kt/god)	Ekv. automobila @1,8 t/auto-god	Ekv. automobila @1,5 t/auto-god
2	10,2	5654	6784
5	26	14431	17317
10	53,8	29908	35890
20	116,1	64492	77390

Za potrebe budućeg pilot-projekta u Republici Hrvatskoj bilo bi smisleno odabrati područje s ograničenim brojem velikih nepredvidivih potrošača, te s mogućnošću lokalne dobave vodika. Poželjna je zona u kojoj postoji jasan pregled topologije mreže, mogućnost izoliranja dijela sustava i dobra pokrivenost mjernim mjestima. Time bi se osigurali uvjeti za kontrolirano uvođenje vodika i vjerodostojno vrednovanje rezultata.

Ukoliko se na više lokacija blendanje pokaže primjenjivo, moguća je primjena izdvajanja vodika na interesnim točkama, tj. na lokacijama koje su blizu budućih potrošača čistog vodika. Primjerice, u magistralnom plinovodu, imamo veću koncentraciju vodika, primjerice oko 30 %. Na pojedinim MRS-ovima ugrade se postrojenja za izdvajanje čistog vodika koji se dostavlja drugim potrošačima, a mješavina s manjim postotnim udjelom vodika koristi se prema gornjem prijedlogu. Danas već postoje predgotovljena rješenja koja se mogu provoditi hibridnim membransko-adsorpcijskim postupkom. Linde [5] temelji izdvajanje vodika iz mješavine prirodnog plina i vodika na hibridnom postupku koji kombinira membransku separaciju (HISELECT) i PSA pročišćavanje (HIPURE PSA). Membranski stupanj omogućuje početno obogaćivanje toka vodikom, dok PSA osigurava postizanje visoke konačne čistoće vodika.



Slika 2. Prijedlog izdvajanja vodika na interesnim točkama [5]

## 5. Zaključak

Miješanje vodika s prirodnim plinom predstavlja izvediv početni korak dekarbonizacije postojećeg plinskog sustava jer omogućuje smanjenje emisija CO<sub>2</sub> bez trenutne potrebe za masovnom zamjenom infrastrukture i krajnjih uređaja. Tehnička primjena takvih mješavina moguća je uz ograničene udjele vodika, ali zahtijeva provjeru kompatibilnosti materijala, kontrolu kvalitete plina, prilagodbu sigurnosnih procedura i jasan regulatorni okvir.

Primjenom 10 % miješanja vodika s prirodnim plinom, postigao bi se trenutni učinak smanjenja emisija CO<sub>2</sub> koji bi imao efekt kao da je 30.000 – 35.000 automobila trenutno izbačeno iz prometa. Procjena se odnosi samo na sektor kućanstva i javni sektor. Uključivanjem industrije, a čija je i primjena stvarnim događajima u ovom radu prikazana, učinak smanjenja CO<sub>2</sub> i primjene vodika mogao bi biti i puno veći.

Rezultati prikazani u radu imaju karakter grube procjene i ovise o nizu pretpostavki, stvarnom sastavu prirodnog plina, stabilnosti udjela vodika, režimu rada mreže, strukturi potrošnje i tržišnoj dostupnosti vodika. Zbog toga se dobiveni rezultati trebaju promatrati kao osnova za daljnju razradu i za definiranje pilot projekta u stvarnim uvjetima.

Za Republiku Hrvatsku blendanje vodika može imati praktičnu vrijednost kao prijelazna mjera, osobito u sektorima kućanstava i javnih zgrada, pri čemu procijenjeni učinci pokazuju mjerljiv potencijal smanjenja emisija, ali i otvaranje tržišta vodika u Republici Hrvatskoj. Sljedeći logičan korak je definiranje pilot-projekta na ograničenom području primjene, uz precizno mjerenje tehničkih, sigurnosnih i ekonomskih pokazatelja.

### Literatura:

1. Energy Institute Hrvoje Požar, Energija u Hrvatskoj 2023 / Energy in Croatia 2023, Zagreb, 2025.
2. Erdener, B. C., Sergi, B., Guerra, O. J., Lazaro Chueca, A., Pambour, K., Brancucci, C., Hodge, B.-M., A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines, International Journal of Hydrogen Energy, 2023.
3. Smedberg, E., i surradnici, Pipelines for hydrogen transport: A review of integrity and safety, European Commission, Joint Research Centre (JRC), 2025.
4. Rosa, N., i suradnici, Advances in hydrogen blending and injection in natural gas transmission pipelines, International Journal of Hydrogen Energy, 2025.
5. Linde Engineering, HISELECT H2NG Membrane i HIPURE PSA Technology, tehnički list / product sheet, Linde, 2023.
6. Alliat, I., Pierre, H., GRHYD: a successful demonstration for the new gas H2NG, ENGIE Lab CRIGEN / HIPS-NET Workshop, 2021.
7. Brissaud, F., et al., Lessons learned from Jupiter 1000, an industrial Power-to-Hydrogen and Power-to-Methane demonstrator connected to the gas transmission grid, International Journal of Hydrogen Energy, 2024.
8. HyDeploy, HyDeploy Close Down Report, Final Report, 2022.
9. Snam, Europe's first supply of hydrogen and natural gas blend into transmission network to industrial users, Press release, 1 April 2019.