

plin

NOVI PLINI

STROKOVNA REVIJA ZA RAZVOJ,
VARNOST DELOVANJA IN PRIZKUŠENE
NOVOSTI PLINSKE TEHNIKE

EKSKLUZIVNI INTERVJU: ANDREA STEGHER PRESEDNIK IGU

PRIHODNOST PLINA IN VIRI

PROJEKTI ZA
EVROPO

PLINSKE TEHNOLOGUE

PROJEKTI
CCS

OSKRBA S PLINOM

OSKRBA EVROPE
IN LNG

BIOPLIN IN BIOMETAN

EVROPSKI TRG
BIOMETANA

ISSN: 2536-2801

Letnik: 10 | Številka: 1 | 2026/01



2 026010 010011

VIEGA

Cevni sistemi za hladno stiskanje



viega

Raznovrstni materiali za različna področja uporabe.

Ne glede na to ali gre za plinske inštalacije, kurilno olje ali posebne uporabe, vam Profipress G ali Sanpress Inox G cevni sistemi zagotavljajo izbiro optimalne rešitve. Vas zanima več informacij o cevni sistemih Viega? Skenirajte QR kodo.

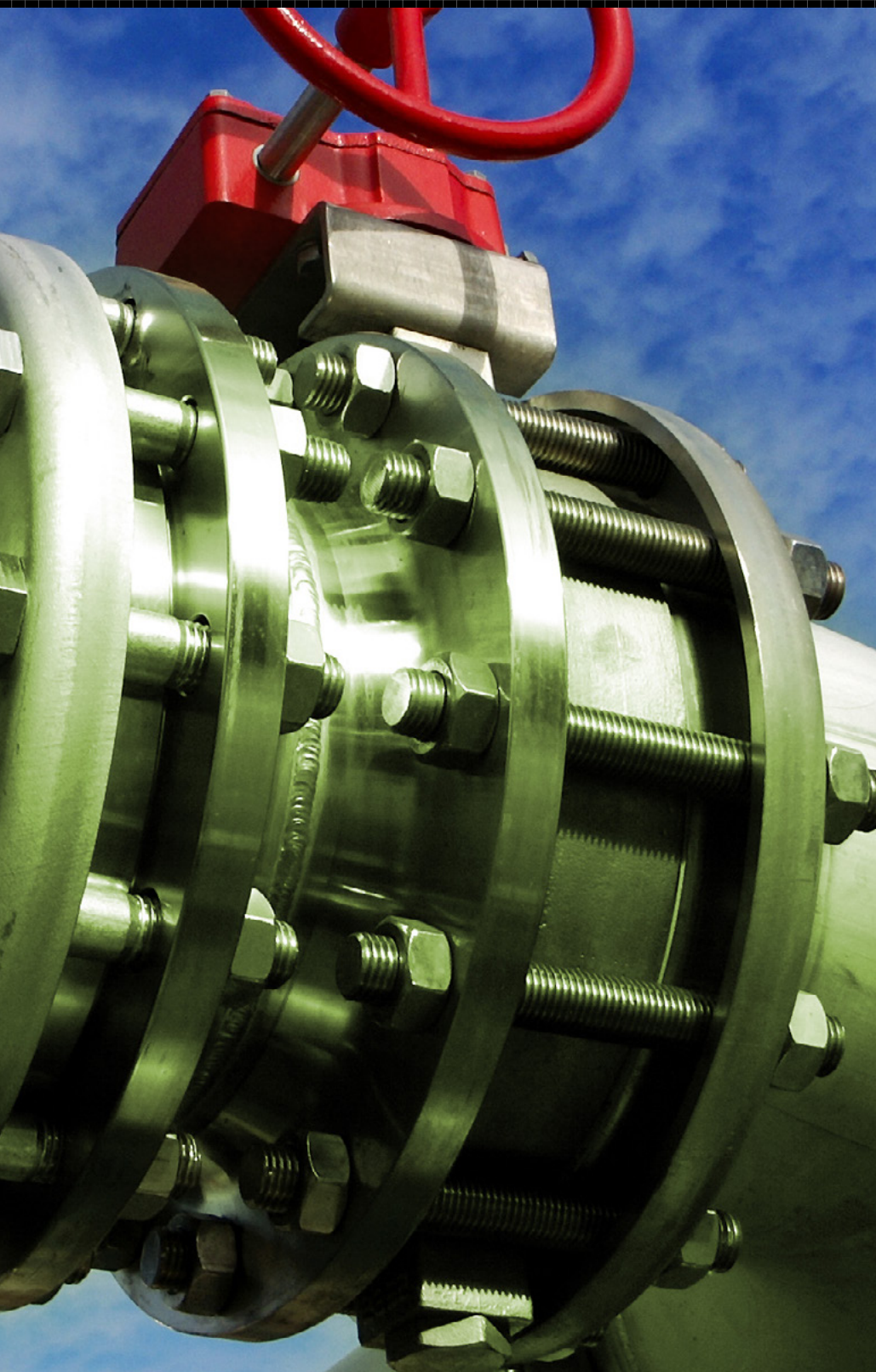


Stern[®]
INSTALACIJE ■ ■ ■
www.stern.si

revija **plin**
Zima 2026

vsebina.

- 06 ... **EKSKLUZIVNI INTERVJU ZA SIPLIN**
ANDREA STEGHER
Predsednik Mednarodne plinske unije (IGU)
- 18 ... **HEIDELBERG SE UVELJAVLJA KOT POMEMBEN PROMOTOR**
V CEMENTNI INDUSTRIJI
- 24 ... **PROJEKT RAVENNA CCS**
Ohranjanje konkurenčnosti težko razogljčljive industrije na njeni poti razogljčenja
- 30 ... **EUROPEAN GRIDS PACKAGE**
PRVI VTISI
- 34 ... **STEEL PIPES FOR HYDROGEN TRANSMISSION PIPELINES**
International Review of Research Progress and Development Status,
Including China
- 44 ... **GEDRA**
Napredni merilnik za omrežja prihodnosti je pripravljen na vodik
- 48 ... **EVROPSKI TRG BIOMETANA**
Obeti za leto 2026 in pot naprej
- 50 ... **NUJNOST PAMETNEGA MERJENJA V EVROPSKI UNIJI**
Obvezne zahteve
- 56 ... **OBNOVLJIVI PLIN IN TEHNOLOGIJE**
- 58 ... **EVROPSKI SKOKOVIT UVOZ LNG V LETU 2025**
spreminja razmerja na plinskem trgu
- 60 ... **PRIHODNOST PLINA IN VODIK 3.0, 2026**
Ljubljana, 12. maj 2026, Hotel InterContinental



PLIN – NOVI PLINI

Na naslovnici:
"Armatura plinovoda"

Ime in sedež založnika:
ZSIS, Karlovska cesta 3, 1000 Ljubljana
Leto izida publikacije: 2026
Letnik in številka: letnik 10, št. 01
ISSN: ISSN 2536-281X

Informacije so točne v času tiska.
Preverite www.siplin.si za posodobitve.

Objavljeni avtorski prispevki v promocijskem delu revije Plin - Novi plini izražajo mnenja in stališča avtorjev in ne izražajo nujno tudi mnenja uredniškega odbora ali izdajatelja. Avtorske pravice za revijo Plin - Novi plini so last izdajatelja. Uporabniki lahko prenašajo in razmnožujejo vsebino zgolj v informativne namene, ob pisnem soglasju izdajatelja.

Revija Plin - Novi plini je dosegljiva tudi na internetni strani v elektronski obliki pod www.siplin.si
Copyright © Svet plina.

EKSKLUZIVNI
INTERVJU
za SiPlin



ANDREA STEGHER

Predsednik Mednarodne plinske unije (IGU)

1. As the newly appointed President of the International Gas Union, what overarching vision and strategic priorities will guide your leadership during your presidency?

Back in 2020, during my election campaign, I defined “Choosing the future” as the polestar of what I considered the objective of the organisation I would have loved to lead and serve.

This means (re)positioning Gas at the centre of the public discourse as a crucial pillar of any energy system in the different parts of the globe, both short and long term.

Gas is Essential to Human Progress and Global Growth – the central statement of the IGU Manifesto – and in everything I and we do, as a Union, that is absolutely clear.

As a further enabler of a resilient energy future, “integrating natural and green gases” was the second building block of my candidacy.

Today, I am convinced that both these statements are more than just two powerful statements: they are the driving force of the IGU under my presidency.

In fact, allow me to proudly say that the IGU Vision – very recently amended with the full support of our members – is capturing this concept, representing the IGU as the leading voice of Gas, driving innovation and collaboration towards a sustainable energy future. Where “**Gas**” (with capital G) is embraced in all its forms: natural, liquefied and low-emission such as biomethane, hydrogen and e-methane.

The first-ever **IGU 5 Year Strategic Plan**, approved in the last 2025 Council, will become a clear enabler of this strategy, providing visibility and a clear direction to the organisation beyond the single presidency cycles, benefiting the pursuit of our goals and enabling us to build a more resilient Union.

2. How do you plan to strengthen the IGU’s position as a global advocate for the gas sector, especially in the context of an accelerating energy transition and shifting geopolitical dynamics?

Let me refer again to the Strategic Plan as answering this question is exactly an essential part of it.

The Foreword makes it very clear: “As we approach our centenary, we fully acknowledge the urgent responsibility to address socioeconomic, geopolitical and regulatory challenges of unprecedented scale without delay. The energy system is experiencing its most complex phase yet. Global demand continues to rise steadily, with energy consumption projected to grow by nearly 25% over the next twenty years. Concurrently, the growing pressure to reduce energy emissions at an unprecedented pace and scale is intensifying. Geopolitical fragmentation is increasing the vulnerability of supply chains and adding new layers of uncertainty. Additionally, the debate

about the long-term role of Gas in the energy mix is becoming markedly contested. These forces are not only transforming markets but also affecting the trust and legitimacy of our industry”.

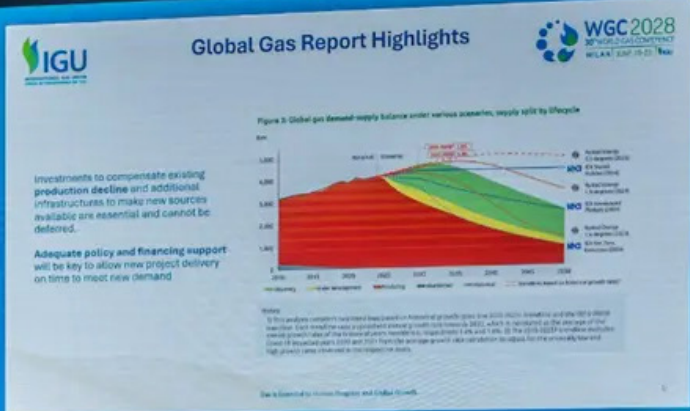
We are therefore very conscious of our role and responsibility to promote and shape our actions to be more impactful and dynamic for our members, for the global Gas industry, and for the essential role played by Gas beyond the energy transition or addition.

The IGU has built a solid reputation of being a credible, consistent and reliable stakeholder and our remit will be further reinforced by focussing more regionally, considering the different priorities and realities on the ground, given that any “transition” or – as I prefer to label it – “evolution” is, indeed, specific to each part of the globe, and we have to avoid simplifications that do not serve everybody.

Alongside this greater attention to regional patterns, we are focussed on building and reinforcing a fact-based discussion with all our relevant stakeholders: members, operators, service companies, governments, regulators, finance community and public at large.

The IGU has developed important Reports in the past, and we will continue to look at how these can be further expanded with insights and evidence-based analysis. Just as we did in the past, and are currently doing, we want to maintain the IGU as the “home of Gas”.

At the same time, more open and active engagement will be pursued at international fora such as the G20 and G7, and with other relevant stakeholders like the IEA and various Governments, to help understand and support credible measures to promote the best role for Gas in any energy pathway.



3. What organizational improvements or new initiatives do you plan to introduce to enhance the IGU's role in the global gas community and further increase the value it provides to its members worldwide?

This is another fundamental pillar of our actions, as we are constantly strengthening our institutional capacity to serve our members and provide the much needed insights and guidance needed in this fast-changing world.

The IGU has decided, back in 2019, to move to a permanent Secretariat and – after some time and effort – I can say the decision is evidently paying off as our professional team is currently providing constant and active support to the Union and its members. This work will continue with the definition of succession planning for critical resources, to improve the long-lasting robustness of the world's oldest and largest Gas membership association.

4. Looking ahead to the next World Gas Conference, what key themes and outcomes do you foresee this triennium will deliver, and how do you expect them to shape the global dialogue on the future role of gas?



A simple first element is that – after 13 years – this outstanding global event will return to Europe, and not just to Europe but to the capital city that hosted it first, almost 100 years ago: London. I cannot wait to welcome the world's most prolific energy companies to one of the most influential global energy centres!



Industry innovation will be at the forefront of WGC2028, especially since the theme of this remarkable event for our global Gas industry speaks for itself, for who we are and what we do: “Driving Human Progress & Global Growth”. And the innovation I am

referring to will not be only technical, but commercial, regulatory and industrial.

I am expecting WGC2028 “to be the place to be” when it comes to energy at large, combining high-level policy, finance, and technical debates between our industry leaders, driven by commercial imperatives and technological focus. It will be – as we say – the “Olympics of Gas”.

5. Under your presidency, how will the IGU approach the balance between natural gas as a reliable transition fuel and the long-term integration of low-carbon gases such as hydrogen, biomethane, and synthetic fuels?

I already mentioned that the IGU has embraced a holistic approach to Gas.

We, nonetheless, must keep our industry credibility high to avoid simplistic perceptions or create confusion or misperceptions.

I recall that in 2024 was the 60th anniversary of the first commercial LNG trade.

For sure, I am expecting faster learning curves for new and emerging technologies, and we definitely need to speed up and scale these solutions according to the regional and local needs and, at the same time, we need to continue investing in natural gas and its infrastructures.

I have been travelling extensively around the globe in these first six months of my Presidency term, and I can definitely say that more pragmatism is, indeed, part of the current conversations.



IGU is committed to promote best practice sharing across our membership, and an open dialogue with the world's policymakers to pursue the appropriate options, avoiding bans and barriers which are likely to be counterproductive, as we have seen in the recent past.





6. How do you see the IGU contributing to the development of resilient, affordable, and sustainable energy systems through stronger collaboration with policymakers, regulators, and international institutions?

The IGU's geographical footprint spans more than 70 countries across five continents, with members operating across the whole Gas value chain, thus making us a unique global collaboration and convening platform, with a DNA embedded in what means to have a productive engagement with all stakeholders.

As I said at a recent international event:



“If we are serious about meeting the increasing energy demand with a lower carbon intensity, Gas becomes truly essential for the foreseeable future, among other solutions like renewables”.



And when we consider “sustainable energy systems” we always need to combine energy security, energy affordability and the environmental challenges we are facing.

The IGU, in every region of the planet, is constantly working to increase its contribution to an overall sustainable development that addresses not just the concept of environment, that many subsume sustainability to, but that of social development and economic growth, which are the essence of IGU’s motto.

At the same time, relying on our well-established and extensive networks, the IGU will continue promoting initiatives like the Diplomatic Forums to present and discuss Reports, engage in institutional dialogues with Ministers and other Governmental representatives, while actively advocating for Gas as a real, immediately available and reliable energy source to serve the society’s needs in a truly “sustainable” way.

7. What do you identify as the most significant challenges the global gas industry will face in the coming years, and how is the IGU preparing its members to address these challenges?

Hard question, but let me address it in two ways:

1. The first one is to make more evident that the Gas industry – serving one quarter of the global energy needs – is at the forefront of energy security.

As sometimes, and specifically in Europe, we have not been an active part of this conversation in the recent past.

To put it bluntly: what if – if we are to look back at the 2022 European Gas crisis – we would not have been able to rely on the 2 million kilometres of pipelines, the 100 bcm of underground Gas storage and the LNG terminals???

I leave it to your readers to think about that stark possibility...

2. The second is related to fostering Gas resource developments and infrastructures to allow a more equitable socio-economic development for vast populations which, by far, do not enjoy a comparable level of energy to which many of us are used to.

The international pressure to limit or block Gas developments has been pretty strong until recently and was largely based on “ideological” considerations. For a change, we need to face reality for what it really is, and pragmatism is fundamental to this.

For both of these challenges, in addition to the numerous peer exchange opportunities we make available to our members, we are also providing all our stakeholders with data and focused reports which are all publicly available on our website.



8. How important is it for the IGU to engage younger professionals and emerging markets, and what steps will the organization take to ensure it remains innovative, inclusive, and future-focused?

Having already touched upon emerging markets, let me focus on new talent and professionals who are – again in some geographies more than others – challenged to consider our industry an interesting opportunity for them as “we are not the future”.



Let me be clear:
Gas is innovation.



Technically robust and future-proof evolutions of our industry are happening every day, both in the “traditional” natural gas systems and the new frontiers of green and low-emission solutions.

Full-scale digitalisation, AI to improve efficiency, a variety of technologies to reduce emissions and many others are today’s features of our industry.

And innovation is also happening with gaseous molecules: biomethane, hydrogen, e-methane and CO₂ capture, storage and utilisation.

Having said these, it is incumbent upon us to create a better knowledge of the industry in the universities, research institutions and public discourse as we will benefit – as an industry and an organisation – from a wider participation of new professionals.



In this respect, I am planning to launch a specific initiative for IGU “young” members, and we shall share more details soon.

EXCLUSIVE
INTERVIEW

ANDREA STEGHER

President, International Gas Union (IGU)

9. Given the recent volatility and regional disparities in global gas supply, how does the IGU assess the current state of supply security, and what strategic measures does it recommend to strengthen global resilience?

At global scale there is a clear need to consider data and facts to respond to this question.

In fact, when looking – in a pragmatic manner – at data, we have a clear understanding of the increased energy needs that a growing global population, and a highly underserved share of it, require.

Plus, of course, we should not disregard the rapidly mounting need of power consumption which is driven by AI and data centres.

For these very reasons, we cannot risk a lack of investments in Gas development, at the right scale and at the appropriate time, as underinvestment in Gas and in its infrastructures can dramatically impact the overall global energy scenario.

The IGU is uniquely placed to continue to support its members and engage with relevant global decision-makers to promote a resilient and sustainable energy system, and I will personally continue to engage with all our stakeholders to promote the role of Gas in the evolving energy mix.



To conclude, I am truly and fully confident in the possibilities that our industry has in playing an active, visible and essential role to drive human progress and global growth.



SLOH2U

SLOVENSKA INICIATIVA VODIKA ZA UPORABNIKE



🔗 CILJI INICIATIVE 🔗

Vzpostavljati čezmejne prenosne zmogljivosti za vodik in jih **povezovati z domačo proizvodnjo**.

Razvijati uporabniške projekte prehoda na vodik in trajnostne tehnologije.

Pripravljati **plinovodno infrastrukturo** za dobavo vodika končnim uporabnikom.

Vključiti slovenski plinski sistem v **evropski ekosistem vodika**.

Spodbujati razvoj vodikovega sektorja in naprednih vodikovih tehnologij.

Usposabljanje strokovnjake za prehod na vodikove tehnologije.

Ozeleniti oskrbo s plini ter podpirati industrijski zeleni prehod.

Zagotavljati varnost in zanesljivost delovanja vodikovih tehnologij.

Sodelovanje z drugimi iniciativami, pobudami in konzorciji.

Prilagajati in prestrukturirati uporabniške plinske sisteme za uporabo vodika ter uvajati vodikove tehnologije.

Razvijati in raziskovati uporabo vodikovih tehnologij pri končnih uporabnikih in njihovih sistemih.

VIZIJA



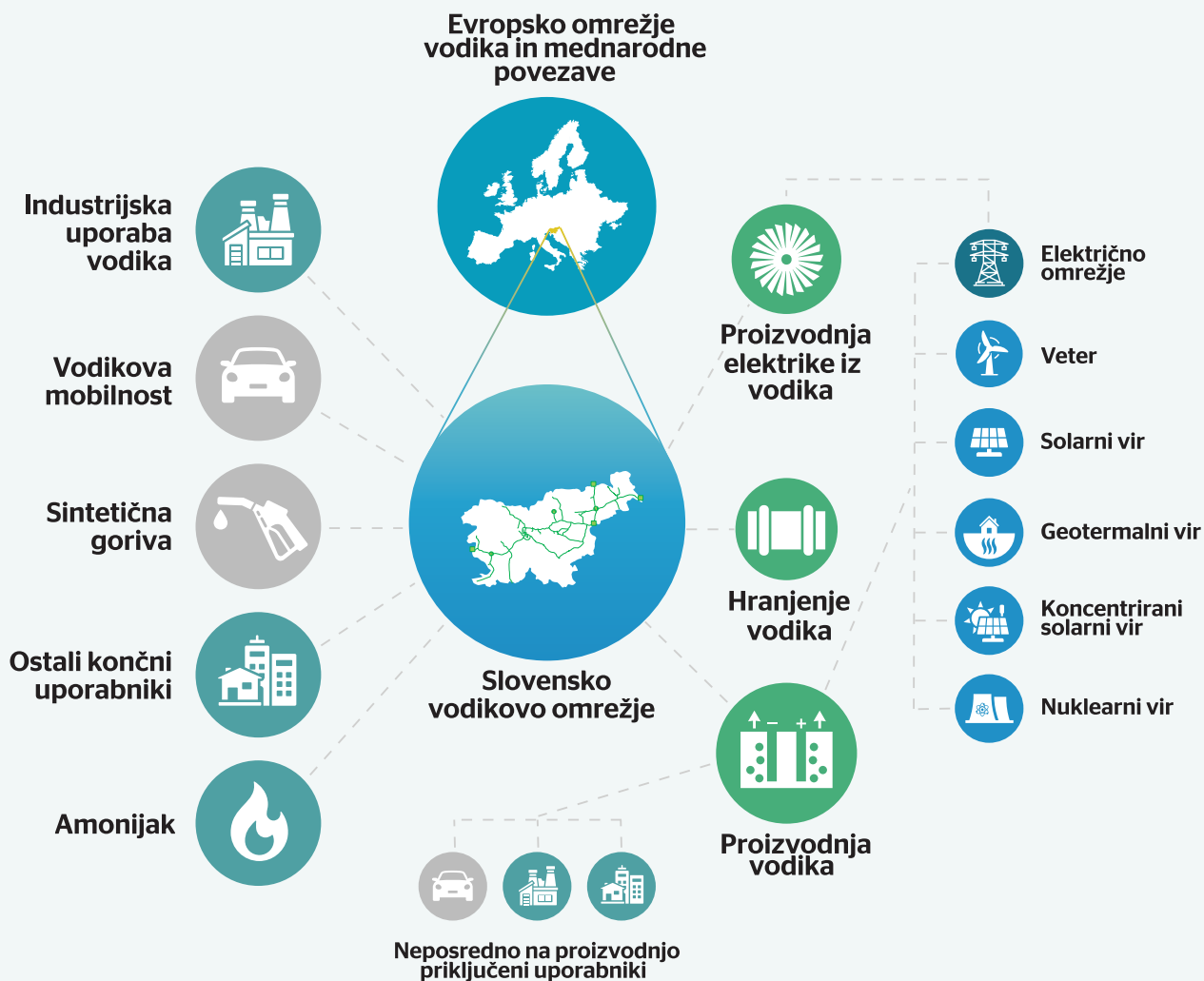
Vzpostavitev sektorja uporabe vodika in vodikovih tehnologij pri končnih uporabnikih ter njihovo povezovanje z vodikovim in plinskim omrežjem za integracijo v slovenski in evropski ekosistem vodika.

• www.plinovodi.si • 01 582 07 00 • sloh2u@plinovodi.si



GRAFIČNA PREDSTAVITEV VODIKOVE VERIGE VREDNOSTI

IN INTEGRACIJA INICIATIVE Z EVROPSKIM VODIKOVIM EKOSISTEMOM



Iniciativa SloH2U se osredotoča na razvoj uporabe vodikovih tehnologij, pripravo infrastrukture za oskrbo z vodikom in povezovanje obstoječih uporabnikov prenosnega sistema plina z vodikovim omrežjem. S tem želimo povezati domačo proizvodnjo in končno porabo vodika ter čezmejne zmogljivosti za prenos vodika za potrebe Slovenije in vključevanje v evropske vodikove koridorje. Priprava plinovodnih sistemov na vodik, razvoj vodikovih tehnologij in usposabljanje za njihov prehod za uporabo vodika na uporabniški strani so ključni za integracijo v slovenski in evropski ekosistem vodika, ki bo prispeval k zmanjšanju odvisnosti od fosilnih goriv.

VLOGA NIZKOOGLJIČNEGA VODIKA IN PODROČJA DELA **INICIATIVE SLOH2U**

Vloga nizkoogljičnega vodika v zelenem prehodu



Nizkoogljični - zeleni plin: Razogljičenje oskrbe s plini in prehod na trajnostne plinske vire v plinskih sistemih.



Vodikova mobilnost: Uporaba nizkoogljičnega vodika za trajnostno cestno, železniško, letalsko in pomorsko mobilnost.



Skladiščenje energije
Skladiščenje obnovljive energije za stabilno oskrbo in optimizacijo porabe.



Proizvodnja elektrike: Prehod na nizkoogljične rešitve za proizvodnjo električne energije.



Industrijski procesi: Razogljičenje industrijske proizvodnje z uporabo nizkoogljičnih energentov.



Rezervno napajanje: Zagotovitev zanesljivih rezervnih sistemov za delovanje občutljive infrastrukture.



Rešitve v sistemih ogrevanja: Uvedba vodika kot nadomestnega goriva v večjih sistemih ogrevanja.



Podpora integracije OVE: Zagotavljanje fleksibilnosti elektroenergetskemu sistemu pri integraciji nestanovitnih OVE, kot sta sonce in veter.

Področja dela iniciative SloH2U



Analiza virov, količin in dostopnosti vodika: Razvoj strategije prehoda na vodik s časovnim načrtom in ocenjenimi količinami za končne ter industrijske uporabnike.



Izobraževanje, usposabljanje in testiranja: Razvoj programov za pridobivanje ključnih znanj in praktičnih veščin.



Razvoj vodikovih tehnologij: Spremljanje napredka in uvajanje novih vodikovih tehnologij v prakso.



Varnost delovanja: Spremljanje varnostnih zahtev ter uvajanje ustreznih ukrepov za zanesljivo delovanje obstoječih in novih vodikovih sistemov.



Oblikovanje projektov in pobud za prehod na vodik: Priprava in izvedba projektov prilagoditve obstoječih ali vzpostavitve novih uporabniških sistemov za prehod na vodik.



Zakonodaja, standardi in smernice: Redno spremljanje veljavnih predpisov ter izvajanje pobud za dopolnitev manjkajočih zakonodajnih aktov.



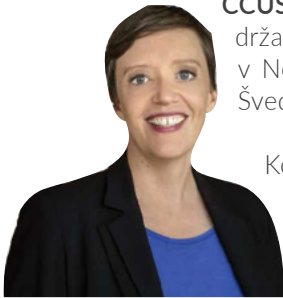
Financiranje: Priprava analiz izvedljivosti prehoda na vodik.



Razpisi za sofinanciranje projektov: Redno spremljanje aktualnih razpisov in priložnosti za sofinanciranje projektov.

HEIDELBERG SE UVELJAVLJA KOT POMEMBEN PROMOTOR V CEMENTNI INDUSTRIJI

Nemški proizvajalec cementsa ima projekte **CCS in CCUS** v različnih fazah razvoja v več državah, med drugim na Norveškem, v Nemčiji, Združenem kraljestvu, na Švedskem in v Kanadi.



Ko gre za zmanjševanje emisij ogljika, se svetovna cementna industrija sooča z nekaterimi najtežjimi izzivi. Kljub temu se

je **Heidelberg Materials** uveljavil kot globalni vodilni akter in promotor, saj ta težko razogljiljivi sektor išče inovativne in trajnostne rešitve s pomočjo tehnologij zajemanja in shranjevanja ogljika (CCS). Heidelberg je razvil **prvo industrijsko CCS-napravo na svetu**, namenjeno cementni industriji. Objekt, ki se nahaja v **Breviku** na Norveškem in je znan kot **Brevik CCS**, je že v obratovanju.

»V podjetju Heidelberg Materials se osredotočamo na širitev portfelja trajnostnih izdelkov, hitro in bistveno zmanjševanje emisij CO₂ ter dokazovanje, da so nizko in brezogljlični izdelki mogoči tudi v velikem obsegu, ob hkratni uporabi načel krožnega gospodarstva,« pojasnjuje **Esther Furstenau**, vodja komuniciranja pri Heidelberg Materials.

»Razvoj prebojnih tehnologij, kot so zajemanje, uporaba in shranjevanje ogljika (CCUS), je eden ključnih vzvodov za zmanjševanje našega ogljičnega odtisa in nujen pogoj za doseg neto ničelnih emisij v našem sektorju, saj so določene emisije CO₂ v proizvodnji cementsa neizogibne.«

Na podlagi znanja, pridobljenega tudi v domačem okolju, je Heidelberg sprožil več kot deset dodatnih projektov proizvodnje cementsa, ki bodo vključevali CCS, ter začel razvijati mednarodne



Slika 1: CCS postroj integriran v tovarni cementsa



Slika 2: Brevik tovarna cementa

CCS-objekte za nadaljnje približevanje cilju neto ničelnih emisij.

Pričakuje se, da bodo vsi prihodnji projekti – zlasti objekti v **Edmontonu (Kanada), Padeswoodu (Združeno kraljestvo)** in **Sliteju (Švedska)** – dosegli bistveno višje stopnje zajemanja ogljika kot Brevik CCS, ki bo zajemal približno **400.000 ton CO₂ letno**, kar predstavlja **50 % emisij obrata**. »S projektom Brevik CCS dokazujemo, da je zajemanje in shranjevanje ogljika mogoče v industrijskem merilu,« poudarja Furstenau. »Z uradnim odprtjem projekta junija 2025 smo trenutno edino podjetje, ki je v cementni industriji doseglo industrijski obseg zajemanja CO₂.«

Projekt Brevik CCS je Heidelbergu omogočil proizvodnjo **evoZero**, prvega cementa z zajetim ogljikom in neto ničelnimi emisijami v industrijskem obsegu. Izdelek je edinstven, saj deluje popolnoma enako kot običajen cement, brez omejitev pri uporabi.

»Gre preprosto za pametnejši proces, pri katerem se CO₂ po proizvodnji odstrani s tehnologijo zajemanja in trajno shrani.« pojasnjuje Furstenau.



V Edmontonu Heidelberg razvija prvo ogljično nevtralno cementarno na svetu s ciljem voditi industrijo proti neto ničelnim emisijam.



Razogljičeni cement se lahko uporablja v vseh vrstah gradbenih projektov, od poslovnih objektov do stanovanjskih gradenj in infrastrukture. Čeprav je izdelek evoZero® šele v prvem letu komercializacije, njegove edinstvene lastnosti ustvarjajo veliko dodano vrednost za kupce obrata v Breviku.

Brevik CCS je del norveškega državnega projekta **Longship**, katerega cilj je vzpostaviti **prvo celovito evropsko verigo vrednosti** za zajemanje, transport in shranjevanje CO₂ v cementni industriji in drugih težko razogljičljivih sektorjih. Projekt želi dokazati varnost in izvedljivost tehnologije CCS

ter omogočiti učenje in znižanje stroškov pri prihodnjih projektih.

V okviru projekta Longship je pobuda **Northern Lights** odgovorna za transport in skladiščenje CO₂. Pri tem sodelujejo podjetja **Equinor, Shell in TotalEnergies**.



Projekt v Edmontonu naj bi začel obratovati konec leta 2026 in bo postal **prvi tovrstni obrat v Severni Ameriki**, ki bo zajemal več kot **1 milijon ton CO₂ letno**, kar ustreza emisijam približno **300.000 osebnih vozil**.



Projekt zajemanja CO₂ se nahaja v obstoječi cementarni **Lehigh Cement** v Edmontonu, zajeti CO₂ pa bo transportiran in shranjen v načrtovanem **Wabamun Carbon Hub**, ki ga zahodno od Edmontona razvija podjetje Enbridge v sodelovanju s Heidelberg Materials.

Kanadska vlada projekt močno podpira. Leta 2023 je s Heidelbergom podpisala memorandum o soglasju za zagotovitev do **275 milijonov CAD**, do sedaj pa je prispevala **49 milijonov CAD** za prvo fazo projekta, ki je trenutno v fazi FEED pred končno investicijsko odločitvijo. Julija 2025 sta Enbridge in Heidelberg prejela dodatne **4 milijone CAD** za študijo globokih slanah vodonosnikov v osrednji Alberti.

Heidelberg vidi CCUS kot ključen del globalnih prizadevanj za zmanjšanje emisij.

»Beton je ključen za gradnjo infrastrukture prihodnosti, je trajen, v celoti reciklabilen in lokalno proizveden. Toda proizvodnja cementa, veziva v betonu, je energetska in emisijsko intenzivna: približno dve tretjini neposrednih emisij izhaja iz kalcinacije apnenca v klinker. Te emisije so neizogibne, zato je uvedba CCUS izjemno pomembna za cementno industrijo.« poudarja Furstenau.

Dodaja, da CCUS ni edina rešitev: strategija razogljičenja Heidelberga vključuje tudi povečevanje deleža alternativnih goriv in zmanjševanje vsebnosti klinkerja v cementu.

Za uspeh CCS in CCUS je po njenem mnenju ključna podpora javnega sektorja, zlasti v zgodnjih fazah, dokler projekti ne postanejo ekonomsko vzdržni. Pomembno je tudi sodelovanje med industrijami in prilagoditev javnih

naročil, ki lahko spodbudijo uporabo podnebno odgovornih izdelkov.

»Ni presenetljivo, da je bil naš prvi industrijski CCS-projekt izveden prav na Norveškem, kjer so prisotni močna podpora države, sofinanciranje in družbena sprejemljivost tehnologije CCS.« zaključuje Furstenau.

Izkušnje iz projekta Brevik CCS so Heidelbergu omogočile dragocena tehnična in operativna spoznanja, ki bodo izboljšala ekonomiko prihodnjih projektov CCUS. Ta spoznanja bodo neposredno uporabljena pri nadaljnjih projektih za hitrejšo izvedbo, zmanjševanje tveganj in doseganje neto ničelnih emisij.

V povezavi s svojimi prizadevanji na področju razvoja tehnologije CCS Heidelberg pionirsko uvaja tudi CCUS. V Lengfurtu v Nemčiji podjetje trenutno skupaj z družbo Linde izvaja projekt CAP2U. Gre za prvo industrijsko napravo v velikem obsegu, ki CO₂, nastal med proizvodnjo cementa, uporablja kot surovino za različne namene. Heidelbergov cilj v Lengfurtu je zajeti in predelati 70.000 ton CO₂ kakovosti za živilsko rabo, namenjenega uporabi v industriji pijač.

Vendar Furstenau poudarja, da je za uspeh projektov CCS in CCUS, ki so še v zgodnji fazi razvoja, nujna podpora javnega sektorja. Ta podpora je potrebna, dokler podjetjem, kot je Heidelberg, ne bo več treba v veliki meri financirati projektov z lastnimi kapitalskimi vložki in dokler projekti ne bodo postali dobičkonosni.



Heidelbergovo sodelovanje s partnerji v projektu Longship je pokazalo, kako pomembno je sodelovanje med različnimi industrijami.



Dodaja še, da se mora javni sektor prilagoditi pri svojih postopkih javnega naročanja in s tem pokazati vodilno vlogo pri prehodu na podnebju prijazne izdelke.

»Če pogledamo primere uspešne vzpostavitve, ni presenetljivo, da je bil naš prvi industrijski CCS-projekt v velikem obsegu izveden v naši tovarni v Breviku na Norveškem.« pravi Furstenau. »To je omogočila močna podpora vlade, razpoložljivost sofinanciranja ter družbena sprejemljivost

tehnologije CCS na Norveškem – pa tudi uspešno sodelovanje z oblastmi.«

S projektom CCS v Breviku je Heidelberg pridobil pomembne tehnične in operativne izkušnje, ki bi lahko izboljšale ekonomsko učinkovitost CCUS v korist drugih težkih industrij. Furstenau poudarja, da sta gradnja in zagon naprav za zajemanje ogljika zahtevna in velika projekta. Heidelberg se je naučil, da so gradbeni izzivi pogosto povezani z inženiringom procesov in zasnovo cevovodov ter njihovo vgradnjo.

»Izkušnje in spoznanja iz Brevika, vključno z integracijo tehnologije zajemanja v obstoječe obratovanje, in to na razmeroma majhni lokaciji, ter sodelovanjem s partnerji pri transportu in skladiščenju CO₂, bomo neposredno uporabili pri nadaljnjih projektih, da bi pospešili izvedbo in zmanjšali tveganja.« pravi Furstenau. Heidelbergu je delo s partnerji na projektu Longship ponovno potrdilo pomen sodelovanja med industrijami.



Slika 3: Shematski prikaz novega projekta Heidelberg; Slite CCS Švedska

PROJEKT HEIDELBERG



»Takšna partnerstva so ključna za spodbujanje inovacij in doseganje neto ničelnih emisij, saj ustvarjajo temelje za hitro in skalabilno izvajanje projektov.« še dodaja Furstenau

IMPLEMENTATION
of ideas

Gradimo ideje.

Zagotavljamo rešitve.

Uresničujemo cilje.

Snujemo prihodnost.



ENERG IJAVO DIKA

Specializirani za svetovanje in prodajo opreme za plinovodna ter vodovodna omrežja in integracijo CNG polnilnic.

V družbi NRG skupaj s prepoznavnimi tujimi poslovnimi partnerji omogočamo prehod z uporabe zemeljskega plina na vodik. Vsi izdelki našega prodajnega programa so »H₂ ready«.

Generalno zastopamo:

 **PLASSON**

 **PMA**
PIPELINE EQUIPMENT



Esders

AVR

nrg

NAPREDNE REŠITVE
za gospodarjenje z omrežji

nrg.si



PROJEKT RAVENNA CCS

OHRANJANJE KONKURENČNOSTI TEŽKO RAZOGLIČLJIVE INDUSTRIJE NA NJENI POTI RAZOGLIČENJA

Medtem ko si Evropa prizadeva doseči svoje podnebne cilje, se projekt Ravenna CCS v Italiji uveljavlja kot strateška rešitev, ki zmanjšuje emisije in hkrati ohranja industrijsko konkurenčnost sektorjev, ki jih je težko razogljčiti.

Projekt, ki sta ga razvili družbi Eni in Snam prek skupnega podjetja v lastniškem razmerju 50/50, vključuje ponovno uporabo izčrpanih morskih nahajališč zemeljskega plina kot skladišč CO₂ s skupno potencialno zmogljivostjo več kot 500 milijonov ton.

Cilj vozlišča je do leta 2030 skladiščiti do **4 milijone ton CO₂ letno**, z možnostjo postopne širitve do **16 milijonov ton**, odvisno od povpraševanja. Projekt Ravenna CCS je s strani EU priznan kot **projekt skupnega interesa (PCI)**, saj podpira razogljičenje, spodbuja tehnološke inovacije in Italijo umešča med vodilne akterje na področju upravljanja ogljika v sredozemski regiji.

Projekt Ravenna CCS

Decembra 2022 sta družbi Eni in Snam podpisali pogodbo o sodelovanju in ustanovitvi skupnega podjetja (50/50), pri čemer družba Eni nastopa kot operater, z namenom razvoja infrastrukture za skladiščenje CO₂ v Italiji prek projekta Ravenna CCS.

S preoblikovanjem izčrpanih plinskih polj v Severnem Jadranu, ki jih upravlja družba Eni, bo vozlišče Ravenna postalo referenčna točka za trajno skladiščenje CO₂ v Sredozemlju, s skupno zmogljivostjo, ki je trenutno ocenjena na več kot **500 milijonov ton**.

Projekt je namenjen podpori razogljičenju težko razogljičljivih industrij (kot so cementna, jeklarska in kemična industrija), tako v Italiji kot tudi potencialno v drugih evropskih industrijskih območjih, kjer ni drugih enako učinkovitih in zanesljivih alternativ za preprečevanje selitve industrije, ob hkratnem ohranjanju delovnih mest in ustvarjanju dodane vrednosti.

Razvoj projekta in napredek: vloga družb Eni in Snam

Prva faza projekta Ravenna CCS se je začela leta 2024 z vbrizgavanjem do **25.000 ton CO₂ letno** v izčrpano plinsko polje **Porto Corsini Mare Ovest** v Jadranskem morju, pred obalo Ravenne. CO₂ se zajema v plinski elektrarni **Casal Borsetti**, ki jo upravlja Eni.

Projekt dosega stopnjo zmanjšanja emisij CO₂ nad **90 %**, s konicami do **96 %**, pri čemer koncentracija ogljika v izpušnih ostaja pod **3 % pri atmosferskem tlaku**.

Naslednja industrijska faza, ki je odvisna od zaključka postopka pridobivanja dovoljenj (začetega julija 2024), bo omogočila tudi zajemanje in skladiščenje CO₂ za energetske intenzivne industrije. Do leta 2030 naj bi skladiščna zmogljivost dosegla **4 milijone ton CO₂ letno**,

nadaljnje širitve pa bi lahko količine povečale do **16 milijonov ton**, glede na povpraševanje na trgu.

V vlogi operaterja projekta Eni skupaj s Snamom združuje sredstva, strokovno znanje in izkušnje za učinkovito in trajnostno izvedbo vseh faz projekta. Eni uporablja svoje večdesetletne izkušnje za preoblikovanje izčrpanih morskih plinskih polj in obstoječe infrastrukture v trajna skladišča CO₂, medtem ko bo Snam razvil ustrezno transportno infrastrukturo. Pri tem bo prednostna uporaba in prilagoditev obstoječe infrastrukture za transport CO₂.

Raziskava potencialnega trga

Za projekt Ravenna CCS je bil izveden postopek zbiranja interesa, namenjenega obveščanju deležnikov in zbiranju ključnih podatkov o zainteresiranih povzročiteljih emisij. Pobuda je naletela na zelo pozitiven odziv: **61 podjetij** je izrazilo nezavezujoč interes za transport in skladiščenje CO₂ v Ravenni, kar zajema **172 industrijskih lokacij** (141 obstoječih in 31 prihodnjih).

Ocenjene količine CO₂ znašajo **27 milijonov ton letno do leta 2030**, z rastjo na **34 milijonov ton letno do leta 2040**. Na podlagi zbranih podatkov bosta Eni in Snam nadalje optimizirala razvoj projekta, zlasti glede načinov in rešitev za transport CO₂.

Študija MASE o CCUS

Projekt Ravenna CCS je v študiji, ki jo je poleti 2025 objavilo italijansko Ministrstvo za okolje in energetske varnost (MASE), opredeljen kot temelj nacionalne strategije CCS v Italiji.

Študijo je pripravila široka delovna skupina, ki je vključevala institucije, univerze, združenje Confindustria in glavne energetske operaterje. Študija predstavlja tehnično podlago za prihodnje odločitve vlade in obravnava ključna strateška vprašanja, vključno s potrebo po spodbujevalnih shemah za razvoj trga CCS v Italiji.

Projekt skupnega interesa EU (PCI)

Ravenna CCS je del sredozemskega projekta **CALLISTO (CARbon Liquefaction transportation and STORAGE)**, ki ga je Evropska komisija potrdila kot **projekt skupnega interesa EU (PCI)**. Projekt je zato upravičen do evropskega

financiranja (prek Sklada za povezovanje Evrope – CEF) ter pospešenih postopkov pridobivanja dovoljenj.

Projekt je osredotočen na skladiščno vozlišče Ravenna CCS in je namenjen vzpostavitvi največjega sredozemskega omrežja za zajemanje, transport in skladiščenje CO₂, ki bo zagotavljalo rešitve za razogljichenje industrijskih območij Ravenne, Ferrare, Porto Marghere ter tudi Fos-sur-Mer (Marseille) in doline Rone v Franciji. Projekt bo imel ključno vlogo pri vzpostavitvi mednarodne visoko tehnološke dobavne verige na področju razogljichenja in se bo uveljavil kot referenčna točka za južno Evropo.

Nacionalna konkurenčnost in zaščita delovnih mest

Poleg neposrednih okoljskih koristi bo projekt Ravenna CCS pomembno prispeval h konkurenčnosti Italije, tehnološkemu razvoju in lokalnemu gospodarstvu, predvsem z ustvarjanjem in ohranjanjem neposrednih in posrednih delovnih mest.

Kot je poudarjeno v strateški študiji »Carbon Capture and Storage: a strategic lever for decarbonization

Slika 2: Eni's gas plant in Casal Borsetti,

and industrial competitiveness« (The European House – Ambrosetti, 2023), bo CCS pomagal ohraniti konkurenčnost italijanskih težko razogljiljivih industrij (jeklo, cement, kemikalije, papir, steklo itd.), ki ustvarjajo **94 milijard EUR dodane vrednosti** (5 % BDP Italije, podatki 2021) in zaposlujejo **1,25 milijona ljudi** (4,5 % delovne sile), ter povzročajo **63,7 milijona ton CO₂**, od katerih je **22 % neločljivo povezanih s proizvodnimi procesi** in jih ni mogoče odpraviti zgolj z elektrifikacijo.

Spletna stran projekta Ravenna CCS

Spletna stran projekta Ravenna CCS predstavlja projekt zajemanja in skladiščenja CO₂ na morju, namenjen skladiščenju emisij iz industrijskih območij v izčrpanih plinskih poljih. Predstavlja značilnosti projekta, okoljske koristi ter priložnosti za rast in razvoj.

CCS – ključna tehnologija za doseganje ciljev razogljichenja

CCS je zrela, varna in konkurenčna tehnologija ter trenutno edina izvedljiva rešitev za zmanjševanje emisij v energetske intenzivnih in težko razogljiljivih industrijah, za katere ne obstajajo enakovredno učinkovite alternative.





Slika 3: Morski del Ravenna CCS

CCS omogoča tudi razogljčenje proizvodnje električne energije iz fosilnih goriv ter zagotavlja razpoložljiv nizkoogljični vir energije, ki dopolnjuje naraščajoč delež obnovljivih virov.

CCS tehnologija je danes prepoznana kot zrela, varna in konkurenčna rešitev.

Tehnologijo CCS danes organizacije, kot so **IEA, IPCC, IRENA, EU in OZN**, prepoznajo kot nepogrešljivo orodje na poti do neto ničelnih emisij. Po podatkih **Global CCS Institute - Status Report 2024** po svetu deluje **50 velikih CCS projektov**, dodatnih **44** jih je v razvoju, več kot **600 projektov** pa v pripravi, kar predstavlja 60-odstotno rast glede na prejšnje leto.

V scenarijih IEA bosta CCS in odstranjevanje CO₂ (CDR) prispevala k **8-odstotnemu zmanjšanju globalnih emisij CO₂ med letoma 2020 in 2050**. IPCC je v poročilu iz leta 2023 tehnologijo označil kot »nepogrešljivo«, pri

čemer predvideva do štirikrat večjo vlogo CCS in CDR, kot jo ocenjuje IEA.

Po ocenah The European House – Ambrosetti lahko elektrifikacija, energetska učinkovitost, bioenergija, vodik in spremembe surovin skupaj zmanjšajo emisije italijanskih težko razogljčljivih industrij za največ **52 %**. Za razogljčenje preostalih **48 %** (30,8 milijona ton CO₂ letno) bo CCS nujen.

Evropska komisija je 6. februarja 2024 objavila **Strategijo upravljanja industrijskega ogljika**, ki poudarja strateški pomen CCS za doseganje ciljev razogljčenja, vključno s ciljem za leto 2040. Strategija predvideva:

- doseganje **50 milijonov ton skladiščenega CO₂ do leta 2030**,
- **280 milijonov ton do leta 2040 in 450 milijonov ton do leta 2050**,
- ekonomsko vzdržnost projektov CCS v številnih regijah do leta 2040,
- ter polno integracijo CCS v evropski gospodarski sistem po letu 2040, z vse večjo uporabo biogenega in atmosferskega CO₂ v industrijskih procesih.

Vir: Snam



Gradimo ideje.
Zagotavljamo rešitve.
Uresničujemo cilje.



Zanesljiv partner pri realizaciji vaših idej!




IMP
PROMONT

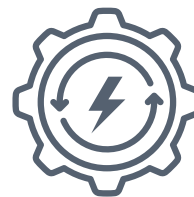
**SOLVERA
LYNX**

**PARTNER ZA UČINKOVITO
UPRAVLJANJE Z ENERGIJO**

**UČINKOVITA
RABA
ENERGIJE.**

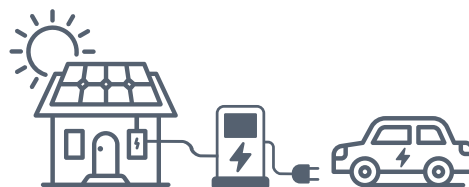
**ZMANJŠAJTE
PORABO ENERGIJE,
STROŠKE IN
EMISIJE CO₂.**

WWW.SOLVERA-LYNX.COM



ENERGETSKA UČINKOVITOST

Merjenje, napovedovanje in analiza porabe energije za dobavitelje in distributerje plina, industrijo ter upravitelje zgradb.



PRILAGAJANJE ODJEMA IN PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE



TEHNOLOGIJE ZELENE ENERGIJE

Postavitev sončnih elektrarn na ključ, hranilniki električne energije, polnilne postaje za vozila.

EUROPEAN GRIDS PACKAGE

PRVI VTISI

Evropski
omrežni
paket

Evropska komisija je 10. decembra 2025 predstavila "Evropski omrežni paket" (European Grids Package) kot odziv na strukturna ozka grla omrežij: staranje infrastrukture, rast potrebe po priključevanju OVE, elektrifikacijo prometa/ogrevanja/industrije, ter rast čezmejnih tokov in potrebe po interkonekcijah. Paket izhaja iz Akcijskega načrta za omrežja (november 2023) ter iz prioritet konkurenčnosti in cenovno dostopne energije.

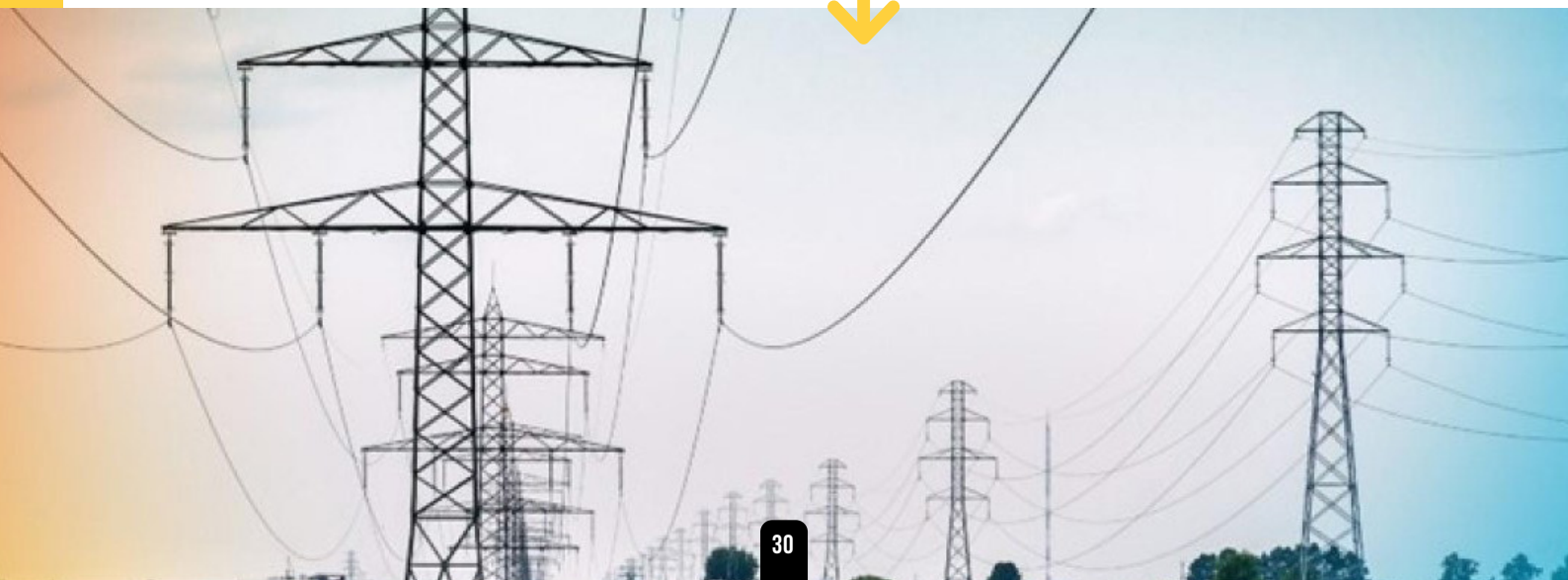
Bistvo paketa je zagotoviti razvoj omrežij za odpravo ozkih grl in omogočiti učinkovito energetske tranzicije. Slednje vključuje: bolj koordinirano evropsko planiranje (zlasti za čezmejne projekte), pospešitev dovoljevanja in gradnje, boljši izkoristek obstoječega omrežja (operativne rešitve, digitalizacija, prožnost), izboljšanje in učinkovitost priključevanja z obvladovanjem čakalnih vrst, varnostne zahteve zaradi kibernetičnih in geopolitičnih tveganj.

Prvi vtisi

Po prvih vtisih evropski omrežni paket posega na področja s posebnim poudarkom na energetskih omrežjih (prenosna in distribucijska), priključevanju

novih OVE, čezmejni integraciji, regulaciji in stroških za odjemalce. Paket uvaja bolj "evropsko" perspektivo pri načrtovanju omrežij, pospešuje postopke dovoljevanja ter predlaga ukrepe za učinkovitejšo izrabo obstoječe infrastrukture in se po oceni vplivov lahko razdeli na: (1) operativno-tehnični vplivi na omrežja (kapacitete, priključevanje, prožnost), (2) regulatorni in ekonomski vplivi (omrežnina, spodbude, financiranje), (3) prostorsko-okoljski vplivi (dovoljevanje, sprejemljivost), (4) tržni vplivi (cena, konkurenca, industrija, OVE investicije), (5) varnost in odpornost (kibernetična, fizična, dobavne verige).

Slika 1: Evropski omrežni paket





Slika 2: Predstavitve Evropskega omrežnega paketa

Koristi paketa so lahko zaznani v dveh smereh:

- pospešitev investicij in postopkov, kar je skladno s slovenskimi omrežnimi izzivi (hitra rast priključevanja sončnih elektrarn, elektrifikacija, potreba po repoweringu stare infrastrukture),
- ter povečanje evropske koordinacije in potencialno spremenjena upravljavska pravila.

Preliminarne ugotovitve:

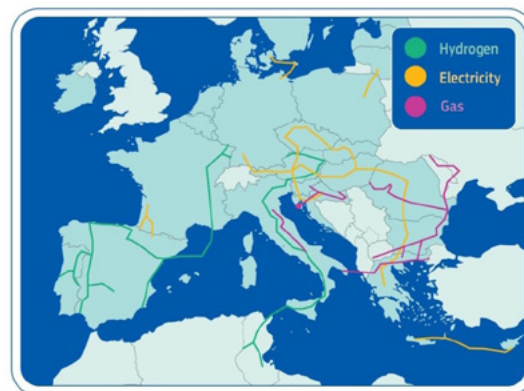
- **Največji neposredni vpliv** na domačo elektro energetiko bo potencialno imel sklop ukrepov za priključevanje in upravljanje čakalnih vrst ("first-ready first-served", kriteriji zrelosti projektov, skrajševanje čakalnih vrst, ukrepi za nedoseganje mejnikov), s čimer se že srečujemo in nagovarja problematiko množičnih vlog za priključevanje sončnih elektrarn in samooskrbo.
- **Na področju prenosa** se pričakuje poudarek pri čezmejnim načrtovanju in identifikaciji ozkih grl ter močnejši poudarek na doseganju ciljev interkonekcij (15 % do leta 2030) ter razpoložljivosti čezmejnih zmogljivosti.
- **Na distribucijski ravni** paket podpira bolj napredno načrtovanje ter digitalizacijo.
- **Finančno je pričakovati** več pritiskov na povečanje omrežnih investicij in s tem omrežnine, vendar tudi večjo možnost usmerjenega EU financiranja, boljše čezmejno delitev stroškov in

sistemske prihranke zaradi manj odklopov OVE in manj zastojev v priključevanju.

- Na področju kibernetске varnosti in odpornosti paket dodatno sistemizira varnostna merila pri načrtovanju in financiranju infrastrukture.

Preliminarno je mogoče oceniti, da je za naš prostor najverjetneje največje tveganje izvedbene narave. Če se domače prostorsko umeščanje, okoljevarstveni postopki in razpoložljivost kadrov ter dobavne verige ne prilagodijo pospešenemu tempu, lahko država izgubi koristi (npr. hitrejše priključevanje in nižji sistemski stroški), hkrati bi morali akterji na energetskem področju paket prepoznati v smislu povečanja investicij ter pri čezmejnih projektih poudarek nameniti upoštevanju nacionalne specifikke.

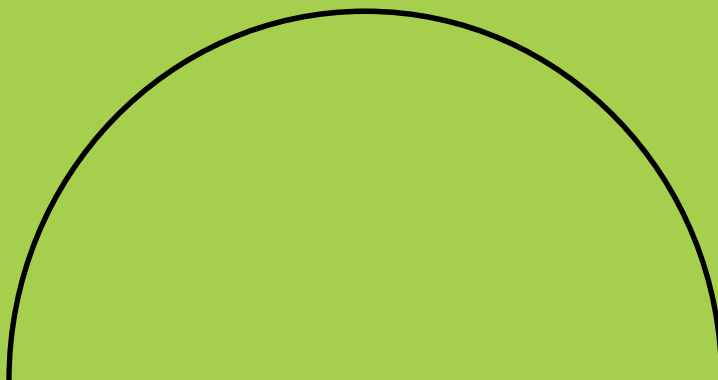
Predlog ukrepov zdaj čaka še na razpravo v Evropskem parlamentu ter v Svetu EU.



Slika 3: Predstavitve Evropskega omrežnega paketa



proinženiring



Strokovno upravljanje
plinskih instalacij
za vaše objekte.



**SLOVENSKA
AKREDITACIJA**
SIST EN ISO/IEC 17020/C
K-142

Izvajamo strokovne kontrole zunanjih in notranjih plinskih instalacij za vse vrste plinov, izdelavo študij in poročil o emisijah metana ter pripravo vse potrebne dokumentacije za priključke, odjem in predelavo plinskih instalacij za individualne hiše, poslovne in industrijske objekte. Poskrbimo tudi za pridobitev uporabnih dovoljenj in nudimo inženiring gradbenih ter instalacijskih del, da zagotovimo varno in učinkovito delovanje vaših plinskih sistemov.

Naše poslovne enote

Proinženiring d.o.o.

Mednarodni prehod 2b, Vrtojba
5290 Šempeter pri Gorici

PE Ljubljana

Dimičeva ulica 14
1000 Ljubljana

Naši kontakti

05 330 23 80
041 640 879
info@proinzeniring.si
www.proinzeniring.si

STOLETJE PRENOSA ZA PAMETNO IN TRAJNOSTNO PRIHODNOST

Pred 100 leti so pionirji elektroprenosa Fala–Laško s postavitvijo 77-kilometrskega 80 kV daljnovoda postavili prvi temelj slovenskega prenosnega omrežja. Danes je obsežno omrežje del evropskega energetskega kroga, katerega razvoj, stabilnost in prihodnost slonijo na usklajenih pričakovanjih in strategiji vseh članic. Zato družba ELES sodeluje v številnih mednarodnih projektih, kjer iščemo rešitve za ključne izzive prihodnosti, med katerimi je sta še posebej pomembna področje razvoja pametnih omrežij in zeleni prehod energetske oskrbe. Da bomo še naprej zanesljivo in kakovostno zadostili naraščajočim potrebam uporabnikov po električni energiji in prednostim, ki jih prinaša življenje z njo.

AKTIVNI MEDNARODNI PROJEKTI

SINCRO.GRID | NEDO | OSMOSE | OneNet | INCIT-EV | Defender | TDX-ASSIST | FlexPlan | INTERRFACE | Aktivni odjemalec

Steel Pipes for Hydrogen Transmission Pipelines



International Review of Research Progress and Development Status, Including China

1. Overview of Hydrogen Transmission Pipeline Construction Status

1.1 Global Construction of Pure Hydrogen & Hydrogen-Blended Pipelines

Hydrogen, as a green, efficient, and sustainable secondary energy source, has become a key part of the new energy system. The construction of hydrogen transmission pipelines—both for pure hydrogen and hydrogen-blended natural gas—has made significant progress worldwide, though scale varies by region.

In Europe, the total length of completed hydrogen transmission pipelines is approximately 1,770 km. The United States leads with a more extensive network, boasting 2,720 km of hydrogen pipelines, while Canada has around 150 km of such infrastructure. In China, the total length of completed hydrogen transmission pipelines is about 400 km, and more than 1,000 km is under development and construction. Pilot projects for hydrogen-blended natural gas pipelines have also been launched, including offshore

hydrogen-blended pipeline projects, natural gas hydrogen-blending demonstration projects in multiple regions, and a pilot project for hydrogen-blended natural gas carbon reduction. Most existing China pure hydrogen pipelines operate at a maximum pressure of 5 MPa and primarily use low-strength seamless steel pipes. One exception is the hydrogen-blended pipeline (with 68% hydrogen content) that uses longitudinal submerged arc welded steel pipes, with strength equivalent to Grade 20 steel.

Pipeline Name	Transmission Medium	Design Pressure (MPa)	Steel Pipe Specification (mm)	Length (km)	Steel Grade/Material	Status/Remarks
Jingling-Yangzi Hydrogen Pipeline	Pure Hydrogen (99.5%)	4	D325	32	Grade 20, Seamless Steel Pipe	Completed, for refinery chemical hydrogen use
Baling-Changling Hydrogen Pipeline	Pure Hydrogen (99.5%)	5	D457	42	Grade 20, Seamless Steel Pipe	Completed, for refinery chemical hydrogen use
Jiyuan-Luoyang Hydrogen Pipeline	Pure Hydrogen	4	D508	25	L245NS, Seamless Steel Pipe	Completed, for refinery chemical hydrogen use
Wuhai-Yinchuan Coke Oven Gas Pipeline	Hydrogen-Blended (68% H ₂)	3	D610	217.5	L245NB, Longitudinal Submerged Arc Welded Pipe	Completed
Hebei Dingzhou-Gaobeidian Long-Distance Hydrogen Pipeline	Pure Hydrogen (99.999%)	4	D508	145	L245N	Proposed, fuel cell grade

1.2 Challenges in Hydrogen Pipeline Scaling

Compared with oil and natural gas pipelines, hydrogen pipelines account for a very small proportion in terms of mileage, transmission pressure, and throughput.

This is mainly due to two factors: high costs and hydrogen damage to materials. Data shows that the cost of hydrogen pipelines in the United States is more than twice that of natural gas pipelines. However, with the future increase in hydrogen pipeline pressure levels and construction scale, the cost of hydrogen transmission is expected to approach that of natural gas.

2. Development of Hydrogen Transmission Pipeline Technical Standards

2.1 Hydrogen System Standards (China)

China's standards related to hydrogen systems are categorized into three main areas, though most do not cover buried long-distance hydrogen pipelines:

Safety standards for hydrogen systems: Such as GB/T 29729–2013 *Basic Requirements for Hydrogen System Safety* and GB 4962–2008 *Safety Technical Code for Hydrogen Use*.

Standards for hydrogen stations and hydrogen refueling stations: Including GB 50177–2005 *Design Code for Hydrogen Stations* and GB 50516–2010 (2021 Edition) *Technical Code for Hydrogen Refueling Stations*.

Standards for hydrogen storage and transmission systems: GB/T 34542 *Hydrogen Storage and Transmission Systems* (8 parts in total, with Parts 4-8 yet to be released).

GB/T 34542.1–2017 *Hydrogen Storage and Transmission Systems - Part 1: General Requirements* specifies general requirements for overall design, safety accessories, installation and commissioning, operation management, and risk assessment of hydrogen storage and transmission systems. It applies to systems with a working pressure of ≤ 140 MPa and an ambient temperature range of -40°C to 65°C . Additionally, GB/T 34542.2–2018 *Part 2: Test Methods for Compatibility of Metallic Materials with*

Hydrogen Environment and GB/T 34542.3–2018 *Part 3: Test Methods for Hydrogen Embrittlement Sensitivity of Metallic Materials* provide testing and evaluation standards for hydrogen-exposed materials.

2.2 International Hydrogen Pipeline Standards

Major international standards for hydrogen pipelines cover system design, material requirements, and testing methods, with distinct scopes of application:

2.2.1 ASME B 31.12–2019 Pipeline Systems for Hydrogen

This standard applies to long-distance transmission pipelines, distribution pipelines, and service pipelines that transport hydrogen and liquid hydrogen from manufacturing facilities to points of use. It covers industrial and long-distance pipelines but excludes pressure vessels designed per ASME Boiler and Pressure Vessel Codes, pipeline systems with temperatures above 232°C or below -62°C , systems with pressure exceeding 21 MPa, pipelines with water vapor content >20 mg/L, and pipelines with hydrogen volume fraction $<10\%$.

ASME B31.12–2019 requires that the maximum operating pressure of all materials listed in Table GR-2.1.1-2 shall not exceed 21 MPa, unless material performance under hydrogen conditions meets ASME BPVC Div.3. It recommends using API Spec 5L PSL2 X42/X52 steel pipes and covers three types of steel pipes: electric resistance welded pipes, seamless steel pipes, and submerged arc welded pipes. Compared with natural gas pipeline standards, this standard adds a material performance factor, which increases the required design wall thickness of steel pipes.

2.2.2 CGA G-5.6–2005 (R2013) Hydrogen Pipeline Systems

Developed by the Compressed Gas Association (Europe), this standard applies to transmission and distribution systems for gaseous pure hydrogen and gaseous hydrogen mixtures, with a temperature range of -40°C to 175°C and a total pressure limit. For stainless steel, it specifies that the hydrogen partial pressure shall be above 0.2 MPa. It also sets special requirements for ultra-high-purity hydrogen pipelines (purity $\geq 99.995\%$).

2.2.3 AIGA 033/14 Hydrogen Pipeline Systems

Released by the Asian Industrial Gases Association (AIGA), this standard is adapted from CGA G-5.6, ensuring consistency with European standards for regional application.

2.2.4 Hydrogen-Exposed Material Testing Standards

International testing standards for hydrogen-exposed materials include:

- ISO 11114-4:2017 *Mobile Gas Cylinders – Compatibility of Cylinder and Valve Materials with Gas Contents – Part 4: Test Methods for Selecting Hydrogen Embrittlement-Resistant Steels*
- ASME BPVC Division 3-2019 ARTICLE KD10 *Special Requirements for Vessels for Hydrogen Service*
- ANSI/CSA CHMC 1–2014 *Test Methods for Evaluating Material Compatibility in Compressed Hydrogen Applications – Metals*
- ASTM G 142–1998 (2016) *Standard Test Method for Determining Sensitivity of Metals to Embrittlement in Hydrogen-Containing Environments at High Pressure, High Temperature, or Both*
- ASTM G 129–2021 *Standard Practice for Slow Strain Rate Testing to Evaluate the Susceptibility of Metallic Materials to Environmentally Assisted Cracking*
- ASTM F 1459–2006 (2017) *Standard Test Method for Determining the Susceptibility of Metallic Materials to Hydrogen Gas Embrittlement (HGE)*

3. Impact of Hydrogen on Pipeline Materials

The key technical challenges in developing hydrogen transmission pipe materials include hydrogen embrittlement (mainly affecting metallic materials) and hydrogen permeability (mainly affecting non-metallic materials such as polyethylene).

Hydrogen embrittlement in steel pipes manifests as delayed fracture under stress and is influenced by environmental, material, and stress factors. Three basic conditions are required for hydrogen embrittlement fracture: sufficient hydrogen content, hydrogen-sensitive metallographic structure, and sufficient triaxial stress.



3.1 Hydrogen Compatibility of Metallic Materials

International research has focused on high-pressure hydrogen environment compatibility testing of materials such as 4130 Cr-Mo low-alloy steel, 300-series austenitic stainless steel, 6061 aluminum alloy, and API Spec 5L X42~X80 pipeline steel.

Studies on X80 pipeline steel (via slow strain rate tensile tests, fracture toughness tests, and fatigue crack growth tests) show that hydrogen does not significantly change the material's elastic modulus, yield strength, or tensile strength, but it significantly reduces plasticity and fracture toughness while accelerating fatigue crack growth rate. For X52 pipeline steel, the maximum reduction in area shrinkage rate reaches 80.4%, and the maximum reduction in elongation rate is 52.3%. Additionally, research on X60, X80, and X100 pipeline steel indicates that as material strength increases, hydrogen embrittlement sensitivity rises significantly when the hydrogen charging current density exceeds a certain threshold—highlighting the need to control current density during cathodic protection of buried pipelines.

3.2 Influence of Hydrogen Pressure and Purity on Material Performance

Hydrogen concentration and pressure directly affect material failure risk: pipelines are less prone to severe fracture when hydrogen concentration is below 50%, and

Mannesmann H2ready®



Mannesmann Line Pipe is one of the world's leading producers of HF longitudinally welded steel pipe for a huge range of applications.

Our broad supply range also includes steel pipe specifically developed and qualified for the transportation and storage of hydrogen. The mechanical and technological properties of these pipes exceed the requirements laid down in the EIGA guideline, ensuring unsurpassed safety for a long service life. We would also be pleased to turn your individual requirements into reality.

- Outside diameters from 114.3 mm (4.5") to 610.0 mm (24")
- Wall thicknesses up to 25.4 mm (1")
- Pipe lengths up to 18 m
- Coatings

Certified to DIN EN ISO 9001, DIN EN ISO 14001 and DIN ISO 45001 as well as DIN EN ISO 50001. Approved supplier to major national and international utility companies.

Mannesmann Line Pipe GmbH

In der Steinwiese 31 · 57074 Siegen, Germany
Tel: +49 271 691-246 · Fax: +49 271 691-299

manuel.simm@mannesmann.com
mannesmann-linepipe.com



MANNESMANN. Das Rohr.



mannesmann-innovations.com



MANNESMANN LINE PIPE

A Member of the Salzgitter Group

Zeleni vodik - vaša priložnost, naša odgovornost

Messerjev krovni cilj ni le zmanjšati lastni ogljični odtis, temveč tudi podpirati naše stranke pri zmanjševanju emisij njihovih aplikacij, kar dosežemo tako z uporabo naših aplikacij kot tudi z učinkovito oskrbo s plini.

Dosledno uporabljamo okolju prijazne možnosti, ki jih ponuja vodik kot alternativa fosilnim gorivom. Že od leta 2011 smo dobavitelj tehnološke opreme in vodika za enega izmed največjih vozniških parkov avtobusov na gorivne celice (FCEB) v ZDA.

Skupaj poiščimo najboljšo rešitev za vas. Izkoristite izkušnje naših strokovnjakov za vodik.



Messer Slovenija d.o.o.
Jugova ulica 20, 2342 Ruše
hydrogen.si@messergroup.com
www.messer.si
hydrogen.messergroup.com



form segregation or inclusions during steelmaking or rolling, increasing hydrogen embrittlement sensitivity. Thus, the mass fractions of S and P in steel must be strictly controlled. In contrast, strong carbide-forming elements (Cr, Mo) and active elements (V, Ti, rare earths) reduce hydrogen embrittlement sensitivity. Among high-strength low-alloy steels, Cr-Mo steel and Cr-Ni-Mo steel have better hydrogen embrittlement resistance than carbon-manganese steel.

Microstructure also plays a critical role in hydrogen embrittlement, with susceptibility increasing in the following order: ferrite/pearlite < bainite < low-carbon martensite <

hydrogen-induced crack propagation at defects is unlikely when pipeline pressure is below 2 MPa. As hydrogen pressure increases, material sensitivity to hydrogen embrittlement rises.

In high-pressure hydrogen-blended natural gas environments, the fatigue crack growth rate of pipeline steel is approximately one order of magnitude higher than in hydrogen-free environments. For example, the fatigue life of X80 pipelines without hydrogen blending is 22.8 times that of pipelines with 50% hydrogen blending. When hydrogen content is below 5%, hydrogen in coal-based natural gas has little effect on the strength of X80 pipeline steel but reduces plasticity and significantly impairs fatigue crack growth performance—with a more severe degradation effect on the base metal than on welds.

Hydrogen purity and impurity gases also impact hydrogen embrittlement: gases such as O₂, CO₂, and SO₂ hinder hydrogen penetration into metals, reducing hydrogen embrittlement; in contrast, H₂S accelerates hydrogen penetration and exacerbates embrittlement. CO reduces hydrogen adsorption on the surface of X80 steel samples, thereby decreasing hydrogen embrittlement sensitivity—suggesting that adding CO to natural gas during hydrogen blending can lower the risk of hydrogen embrittlement failure in pipeline steel.

3.3 Influence of Material Composition and Microstructure

For high-strength low-alloy steels (commonly used in pipelines), elements such as S, P, Al, Si, and Mn easily

martensite-bainite mixture < twinned martensite. Ferrite has the lowest hydrogen embrittlement sensitivity, while martensite has the highest—due to more hydrogen traps in martensite that easily capture hydrogen atoms and cause damage. Needle-like ferrite exhibits better resistance to hydrogen-induced cracking (HIC) than ultra-fine needle-like ferrite, making it an ideal microstructure for oil and gas transmission pipeline steel. For X80 longitudinal submerged arc welded pipes, needle-like ferrite microstructures show better hydrogen embrittlement resistance than polygonal ferrite + bainite microstructures (measured by area shrinkage and tensile displacement loss rates).

3.4 Influence of Service Conditions

Hydrogen transmission pipelines bear complex operating stresses during service, as well as residual stresses from manufacturing or installation—both of which significantly increase hydrogen embrittlement sensitivity. Tensile stress causes hydrogen to accumulate at stress concentration points; in high-pressure hydrogen environments, hydrogen molecules adsorb on the metal surface, dissociate into hydrogen atoms, penetrate the metal, and accumulate in localized regions, leading to hydrogen enrichment.

Welded joints are the weakest links in pipelines: uneven heating during welding causes microstructural inhomogeneity, residual stress, and potential welding defects—all of which increase hydrogen embrittlement sensitivity. Thus, studying hydrogen-induced embrittlement in hydrogen-exposed pipelines (especially at joints) is critical for safe design and operation of high-pressure hydrogen-exposed pipelines.

Hydrogen embrittlement typically occurs below 95°C, with the most severe hydrogen-induced plasticity loss observed near room temperature for most alloys.

4. Evaluation and Testing Methods for Hydrogen Transmission Steel Pipes

4.1 Hydrogen Environment Compatibility Testing

Hydrogen environment compatibility testing includes pre-charged hydrogen testing and high-pressure hydrogen environment testing. The latter better simulates the actual interaction between hydrogen and component stress/deformation in real hydrogen-exposed environments. International institutions have developed high-pressure testing equipment (e.g., a maximum test pressure of 210 MPa and temperature of 190°C), while an university has independently developed China's first 140 MPa high-pressure hydrogen environment durability test device.

GB/T 34542.2–2018 specifies four key test items for metallic material compatibility with hydrogen environments:

4.1.1 Slow Strain Rate Tensile Test

Key indicators include stress-strain curves, yield strength, tensile strength, elongation after fracture, and area shrinkage. The test uses constant displacement rate loading: the strain rate of the gauge length of smooth round bar samples shall not exceed $2 \times 10^{-5} \text{ s}^{-1}$, and the strain rate of 25.4 mm sample segments centered on the notch (for notched round bar samples) shall not exceed $2 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}$ – consistent with ANSI/CSA CHMC 1–2014.

4.1.2 Fatigue Life Test

For force-controlled testing, requirements in GB/T 3075 *Metallic Materials – Fatigue Testing – Axial Force Control Method* apply; for strain-controlled testing, requirements in GB/T 15248 *Metallic Materials – Axial Constant-Amplitude Low-Cycle Fatigue Testing Method* or GB/T 26077 *Metallic Materials – Fatigue Testing – Axial Strain Control Method* apply. The key indicator is the stress/strain-life curve.

4.1.3 Fracture Toughness Test

The test procedure follows GB/T 21143–2014 *Metallic Materials – Unified Test Method for Quasi-Static Fracture Toughness*, with key indicators including stress intensity factor K, crack tip opening displacement δ , and J-integral.

4.1.4 Fatigue Crack Growth Rate Test

Test equipment complies with GB/T 6398–2017 *Metallic Materials – Fatigue Testing – Fatigue Crack Growth Method*, with the key indicator being the curve of fatigue crack growth rate (da/dN) versus stress intensity factor range (ΔK). ASTM G 142–1998 (2016) specifies slow strain rate tensile tests, while ISO 11114-4:2017 (Clause 5.2, Method 2) specifies fracture toughness tests in gaseous hydrogen environments (using compact tension (CT) samples, with the stress intensity factor threshold K_{1h} as the indicator) and hydrogen-induced cracking tests (Clause 5.3, Method 3).

4.2 Hydrogen Embrittlement Sensitivity Testing

Also known as the **disk pressure test**, this method evaluates hydrogen embrittlement sensitivity of metallic materials in pure hydrogen environments. Standards include GB/T 34542.3–2018, ISO 11114-4:2017 (Clause 5.1,

Standard	Hydrogen Embrittlement Sensitivity Coefficient (F_h)	Evaluation Criteria
GB/T 34542.3–2018	$F_h \leq 1$ $1 < F_h < 2$ $F_h \geq 2$	Hydrogen embrittlement-insensitive Potential hydrogen embrittlement during long-term hydrogen exposure Hydrogen embrittlement-sensitive; not suitable for hydrogen-exposed components
ISO 11114-4:2017	$F_h \leq 2$	Considered suitable for compressed hydrogen/embrittlement-resistant cylinders
ASTM F 1459–2006 (2017)	$F_h = 1$ $1 < F_h \leq 2$ $F_h > 2$	Low hydrogen embrittlement risk Potential embrittlement after long-term hydrogen exposure Hydrogen-sensitive; measures required to avoid hydrogen contact

Method 1), and ASTM F 1459–2006 (2017). Sensitivity is assessed using the **hydrogen embrittlement sensitivity coefficient** (maximum ratio of corrected burst pressure in helium environment to corrected burst pressure in hydrogen environment, p'_{he}/p'_{h2}).

5. Material Selection for Hydrogen Transmission Pipelines

5.1 Leveraging Material Properties to Prevent Hydrogen Embrittlement

GB/T 29729–2013 specifies measures to reduce hydrogen embrittlement sensitivity of metallic materials:

- **Control** material hardness and strength at appropriate levels;
- **Reduce** residual stress;
- **Avoid** or minimize cold plastic deformation of materials;
- **Prevent** fatigue failure of components under alternating loads;
- **Use** materials with low hydrogen embrittlement sensitivity (e.g., austenitic stainless steel, aluminum alloy).

The material selection route for hydrogen transmission pipelines is similar to that for acid service pipelines, focusing on:

- **Steel cleanliness:** Minimize inclusions and impurities;
- **Low strength:** Reduce hydrogen embrittlement sensitivity;
- **Chemical composition design:** Lower C, P, and S content; increase Cr, Mo (strong carbide-forming elements) and Cu, Ni (corrosion-resistant elements);
- **Microstructural control:** Minimize inclusion size and quantity; strictly control non-metallic inclusion morphology, composition segregation, and banded structure;
- **Performance requirements:** High fracture toughness, low residual stress, and avoidance of stress concentration due to structural design.

Carbon steel is the most commonly used alloy series for hydrogen transmission pipelines. API Spec 5L X52 and lower-grade steel pipes, as well as ASTM A 106 Grade B steel, have been widely used with minimal issues.

From the perspective of pipe type, acid-resistant seamless steel pipes are widely used in existing long-distance hydrogen transmission pipelines (per GB/T 29729–2013, which mandates seamless steel pipes for hydrogen, liquid hydrogen, and hydrogen slurry industrial pipelines). Seamless steel pipes have no welds and thus no stress concentration issues.

High-Frequency Welded (HFW) pipes have no obvious weld reinforcement (after deburring) and can undergo full-pipe heat treatment to reduce or eliminate residual stress. Submerged arc welded pipes have weld reinforcement: longitudinal submerged arc welded pipes can reduce residual stress via cold expansion, while spiral submerged arc welded pipes can do so via hydrostatic testing or hydrostatic expansion. Research shows that removing weld reinforcement significantly extends fatigue crack initiation life (by ~1.32 times) and total fatigue life (by ~1.09 times) of samples—highlighting the importance of reducing or removing weld reinforcement for submerged arc welded pipes to lower stress concentration and improve fatigue life.

For non-metallic pipes, polyethylene (PE) is the primary research focus. Although PE pipes have hydrogen permeability issues, the permeation rate is negligible relative to annual transmission volumes.

5.2 Leveraging Internal Coatings to Prevent Hydrogen Damage

Surface functionalization via coating deposition is an effective hydrogen permeation barrier. Ceramic materials are preferred for their low permeability and excellent thermodynamic performance. Current mainstream hydrogen barrier coating materials include ceramic-based coatings (Cr_2O_3 , Al_2O_3 , Er_2O_3 , ZrO_2 , Si_3N_4 , SiC) and composite coatings ($\text{Al-Al}_2\text{O}_3$, $\text{Al}_2\text{O}_3\text{-TiO}_2$).

For epoxy resin coatings, studies show that hydrogen atoms penetrate epoxy-coated steel samples during electrochemical hydrogen charging and accumulate at the coating-metal interface. When hydrogen pressure exceeds the coating's adhesion strength, local blistering occurs—with peeling severity increasing as hydrogen charging current density rises. This indicates a positive correlation between hydrogen permeation level of epoxy coatings and hydrogen concentration.

5.2.1 Coating Preparation Methods

Mainstream surface coating preparation methods include:

- **Electrochemical methods (electroplating):** May promote hydrogen absorption by materials;
- **Physical/chemical vapor deposition (PVD/CVD);**
- **Magnetron sputtering:** Used to prepare Al-Al₂O₃ and Al₂O₃-ZrO₂ double-layer composite coatings;
- **Ion spraying;**
- **Molten aluminum dipping.**

Innovative coating solutions include ion beam-assisted deposition of Al-Al₂O₃ composite hydrogen barrier coatings, thermal spray composite coatings (anodic metal coating + bottom sealing coating + top corrosion-resistant coating) to prevent hydrogen blistering corrosion, and radio frequency magnetron sputtering to prepare Al films (followed by oxidation to form Al-Al₂O₃ composite coatings).

5.2.2 Coating Applications for Hydrogen Transmission Pipes

Internal coatings for natural gas transmission pipes primarily serve drag reduction purposes, with key indicators focusing on inner surface roughness (typically single-layer coatings formed by curing two-component liquid epoxy coatings, including solvent-based and solvent-free types). For oil country tubular goods (OCTG, including drill pipes), internal coatings are used for corrosion prevention—with standards (e.g., SY/T 0544—2016 *Technical Specifications for Internal Coatings of Oil Drill Pipes*) mandating two-layer structures (base coat + top coat, including liquid and powder coatings) and significantly thicker dry film thickness than drag-reducing coatings for gas transmission pipes.

For hydrogen transmission pipeline steel pipes, research on hydrogen barrier coatings (e.g., internal PE linings or two-layer epoxy coatings) is recommended to further enhance hydrogen damage resistance.

6. Conclusion

Global research on hydrogen transmission pipeline steel pipes has achieved significant progress in key areas: hydrogen embrittlement mechanisms, hydrogen's impact on materials, development of technical standards, and development of hydrogen-resistant materials. International markets have completed a certain scale of hydrogen pipeline construction—including pure hydrogen pipelines

and hydrogen-blended natural gas pipelines—with pilot projects providing valuable data for industry scaling.

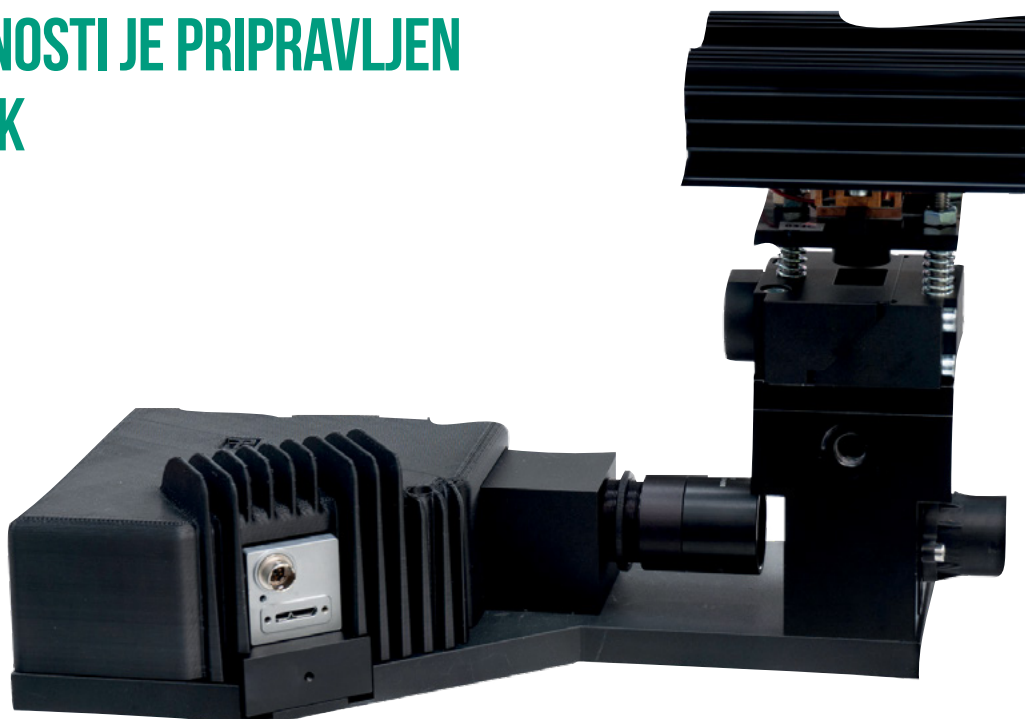
However, compared with mature natural gas pipeline networks, hydrogen pipelines remain limited in scale and proportion—presenting enormous development potential. Future efforts should focus on: (1) Optimizing material composition and microstructure to improve hydrogen embrittlement resistance; (2) Developing low-cost, high-performance hydrogen barrier coatings; (3) Refining technical standards to cover long-distance buried hydrogen pipelines; (4) Reducing construction and operation costs to enhance economic viability. These steps will support the safe, efficient, and large-scale development of hydrogen transmission infrastructure, laying a solid foundation for the global transition to clean energy.

Steel Pipes for Hydrogen Transmission Pipelines



GEDRA

NAPREDNI MERILNIK ZA OMREŽJA PRIHODNOSTI JE PRIPRAVLJEN NA VODIK



Slika 1: Napredni merilnik za omrežja

GEDRA (Gas Energy Density Raman Analyser)

podjetja Pietro Fiorentini je analizator plina, ki deluje v realnem času in bo povečal uporabo alternativnih virov zelenega plina, kot sta biometan in zemeljski plin, obogaten z vodikom.

Gre za napredni merilnik, ki je že uspešno prestal terenski preizkus v Castelfranco Emilia (Modena) v okviru prvega italijanskega pilotnega projekta, ki ga je leta 2022 zagnala skupina Hera prek družbe Inrete Distribuzione Energia, z namenom preučevanja inovativnih rešitev za uporabo zelenega plina.

Pietro Fiorentini je pri projektu sodeloval od samega začetka in zagotovil:

- **NexMeters**, gospodinjske števec, ki lahko merijo mešanice metana in vodika,
- **redukcijsko in merilno postajo**, pripravljeno za obdelavo mešanic do 10 % vodika, z uravnavanjem padca tlaka z 200 bar na 20 mbar ter z integriranimi sistemi daljinskega merjenja in odčitavanja,
- **GEDRA** za prvi italijanski preizkus uporabe dejanskih mešanic vodika s postopno višjimi deleži vodika, od 2 % do 5 % in do 10 %, ki bodo testirane v prihodnje.

GEDRA je kompakten, cenovno dostopen in nizko-energijski produkt, ki je zasnovan tako, da hitro in samodejno izvaja celovite meritve parametrov plina v plinskih postajah v vseh pogojih okolice, tudi na najbolj odročnih lokacijah. Glavna enota lahko meri širok nabor plinskih mešanic brez kakršnekoli strojne predhodne konfiguracije.

Glavna (»head«) enota GEDRA je bila ključni del evropskega projekta **PiPe 4.0**, ki raziskuje uporabo fotonik tehnologij in nanotehnologij v senzorjih za napredno spremljanje novih plinskih mešanic. V okviru druge faze pobude **ATTRACT** Evropske komisije za raziskave novih tehnoloških sistemov za okoljsko spremljanje je projekt PiPe 4.0, ki ga vodi Inštitut za fotoniko in nanotehnologije Nacionalnega raziskovalnega sveta (CNR), prispeval k razvoju prototipov in njihovemu testiranju v realnih pogojih v certificiranih okoljih.

Poleg Castelfranco Emilia je bil GEDRA nameščen tudi v pilotnih obratih projektnih partnerjev **Greenway** in **INRETE Distribuzione Energia** (skupina Hera): prvi je

v Bertiolu (Udine), kjer se energija proizvaja iz biomase, drugi pa v Forlimpopoliju (Forli) znotraj enote REMI.

GEDRA je certificiran skladno z **OIML R 140** za merjenje zemeljskega plina, pomešanega z do 20 % vodika, ter izpolnjuje standarda **ATEX** in **IECEX** za uporabo v potencialno eksplozivnih okoljih.

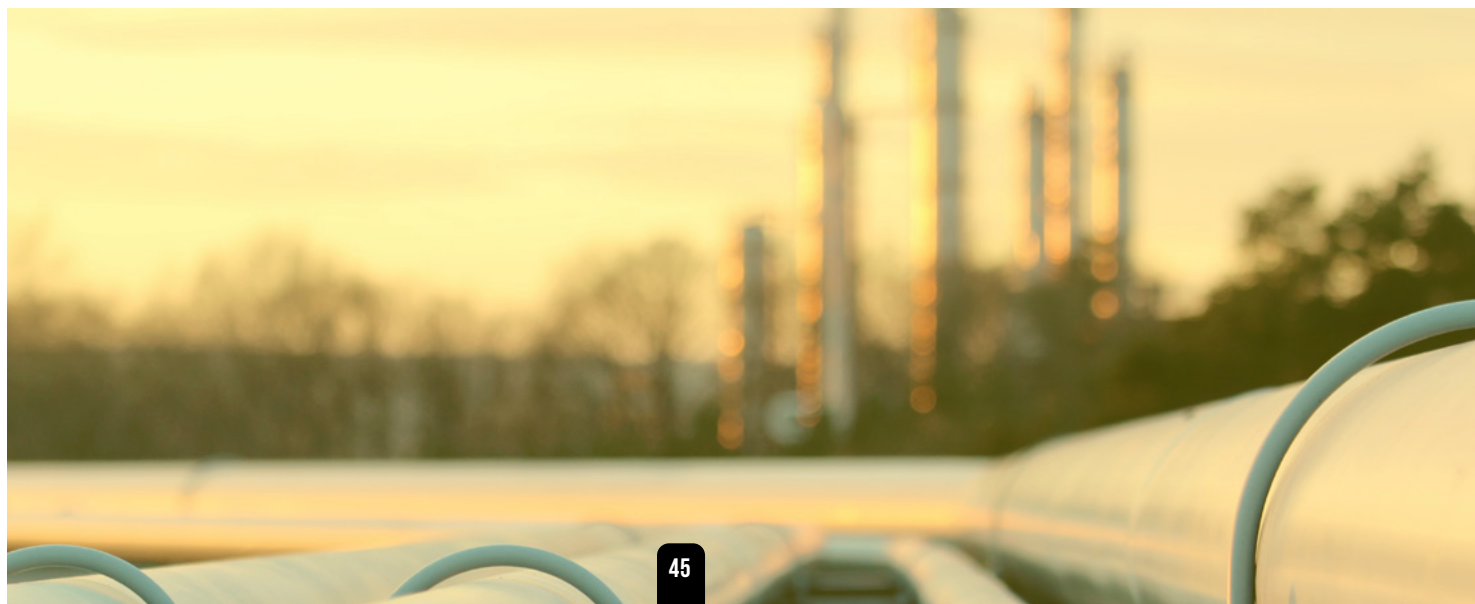
Smer je jasna: napredovati proti vse bolj pametnemu, varnemu in trajnostnemu upravljanju plinskih omrežij. S sistemom GEDRA podjetje Pietro Fiorentini nadaljuje svojo zavezo, da daje vrednost virom današnjega in jutrišnjega dne.

GEDRA – tehnološki opis

GEDRA je analizator plina v realnem času, prilagojen analizi zemeljskega plina, biometana in vodika.

Razgljičenje oskrbe s plinom in posledična ponovna konfiguracija pretokov plina po omrežjih bosta bistveno vplivala na delovanje operaterjev plinskih omrežij. Skupni cilj je povečati uporabo alternativnih virov zelenega plina, kot so bioplin, biometan in zemeljski plin, obogaten z vodikom.

V prihodnosti in s tako heterogenim plinskim omrežjem bo lahko GEDRA igral pomembno vlogo na poti k obnovljivim virom, saj bo spremljal temeljne parametre plina. Meri širok razpon plinskih mešanic in je zasnovan za delovanje v zahtevnih okoljskih razmerah in ga je mogoče namestiti kjerkoli ob plinovodih, tudi na odročnih, nenadzorovanih lokacijah. Zaradi svojih posebnih lastnosti lahko predstavlja učinkovito alternativo plinskim kromatografom pri spremljanju energijske vrednosti.



Značilnosti

Zaznavne spojine: metan, težji ogljikovodiki (etan, propan, butani, n-butan, i-butan), dušik, ogljikov dioksid, vodik

Maksimalni pretok: 180 NL/h

Delovna temperatura: od -20 °C do +50 °C

Komunikacijski priključki:

2× Ethernet, 4× serijski (RS 485)

Komunikacijski vmesniki:

Modbus ASCII skladno z UNI 11885, integriran spletni strežnik, prikaz na terenu (na voljo na zahtevo)

Certifikati izdelka: ATEX, IECEx, OIML R 140

Skladno z Uredbo EU 2024/1787

Analiza plina

Primarna funkcija GEDRA je merjenje energijske vrednosti plinske zmesi.

Patentirana merilna tehnologija GEDRA temelji na optični Ramanovi spektroskopiji, brez izpustov plina v ozračje (za tip namestitve 1) ter brez potrebe po kalibraciji in nosilnem plinu.

Kot stranski rezultat zagotavlja glavne komponente zemeljskega plina, vključno z vodikom, ter izračuna energijsko vrednost, gostoto, Z-faktor in številne druge parametre z visoko natančnostjo.

Izhodni parametri plina so:

- **HHV** (višja energijska vrednost / bruto kalorična vrednost) z natančnostjo pri zemeljskem plinu ±0,5 (rel) in ponovljivostjo 0,2 % (rel.)
- **LHV** (nižja energijska vrednost / neto kalorična vrednost)
- **HWI** (višji Wobbejev indeks)
- **LWI** (nižji Wobbejev indeks)
- **RD** (relativna gostota)
- **Z-faktor**



UNI
9167-3



UNI
1776



ISO
6976:2016



EU
2024/1787



ATEX



OIML
R140



EMC



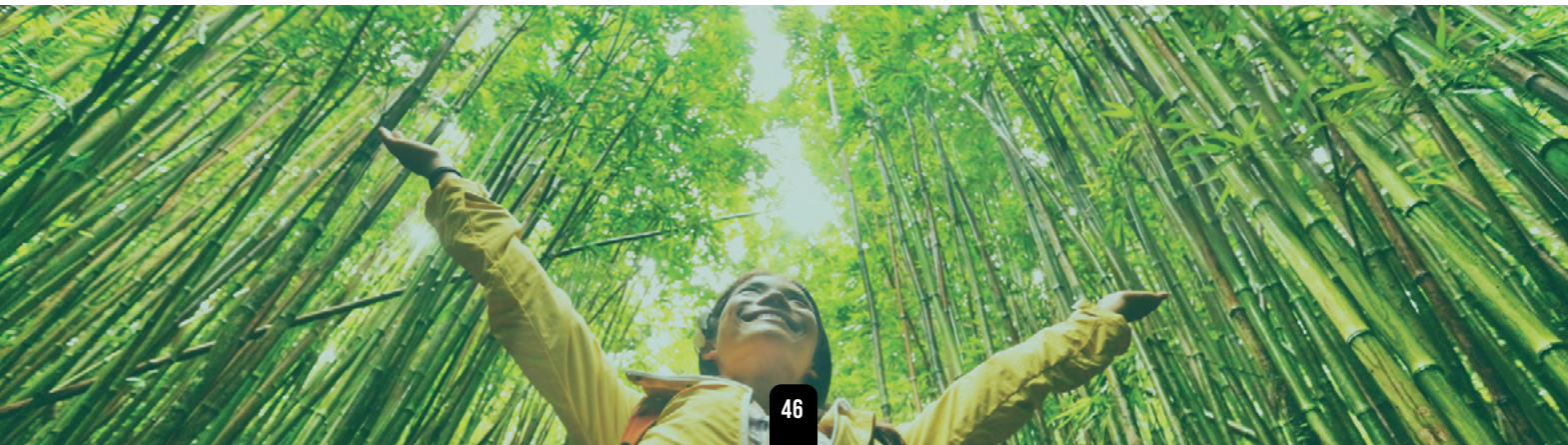
IECEx

Snovi in zaznavanje koncentracij (mol/mol %)

- **Snov** – MIN – MAX
- **Metan** – 80 – 100
- **Etan** – 0,05 – 15
- **Propan** – 0,05 – 4
- **n-butan** – 0,05 – 4
- **i-butan** – 0,05 – 4
- **Težji ogljikovodiki (>C4)** – OPOMBA 1 – OPOMBA 1
- **Dušik** – 0,05 – 10
- **Ogljikov dioksid** – 0,05 – 4
- **Vodik** – 0,05 – 20

Konkurenčne prednosti GEDRA

- visoka natančnost
- hiter odzivni čas
- visoka ponovljivost
- pripravljen na H₂
- brez nosilnega plina
- brez izpustov plina v ozračje
- brez potrebe po kalibracijskem plinu (pri tipu namestitve 1)
- vgradnja »in-line«
- nizka poraba energije



PLINI NISO OVIRA ZA ZELENI PREHOD

Zakaj država selektivno omejuje uporabo plinov?

Zakaj država ne spodbuja domače proizvodnje obnovljivih plinov?



Evropski trg BIOMETANA



OBETI ZA LETO 2026 IN POT NAPREJ

RICHARD NAN, CSC COMMODITIES

ODPOREN TRG SREDI GLOBALNE NEGOTOVOSTI

PRETEKLO LETO JE POMENILO PRELONICO ZA EVROPSKI TRG BIOMETANA. KLJUB ODLOČITVI MEDNARODNE POMORSKE ORGANIZACIJE (IMO), DA PRELOŽI UVEDBO GLOBALNE OGLJIČNE DAJATVE ZA LADIJSKI PROMET, KAR JE VZNEMIRILO NEKATERE AKTERJE NA TRGU, SE JE EVROPSKI TRG IZKAZAL ZA IZJEMNO ODPORNEGA. REGULATORNA DOSLEDNOST, ZAUPANJE VLAGATELJEV IN STRATEŠKO ZAGOTAVLJANJE DOBAVE SE POVEZUJEJO V ENO NAJBOLJ DINAMIČNIH ZGODB RASTI NA PODROČJU OBNOVLJIVIH VIROV ENERGIJE.

FuelEU Maritime kot katalizator povpraševanja

V okviru paketa EU Fit for 55 in uvedbe pobude FuelEU Maritime se ladjarji, ki delujejo v evropskih vodah, soočajo z jasnimi obveznostmi za zmanjševanje emisij, pri čemer se bodo cilji do leta 2050 postopno zaostrovali. Ta jasnost je že sprožila pomemben premik v odzivanju trga. Od aprila 2025 se je povpraševanje po nizkoogljičnem biometanu močno povečalo, predvsem zaradi potreb pomorskega sektorja po razogljičenju, dodatno pa ga krepijo nacionalne obveznosti mešanja goriv v prometu in industriji.

V zadnjih šestih mesecih je bilo zaznati opazno povečanje trgovalne aktivnosti in cen, kar odraža tako omejeno ponudbo kot naraščajočo konkurenco za skladna goriva. V več segmentih so se cene biometana v primerjavi z začetkom leta več kot podvojile. Ta rast ni špekulativna, temveč odraža strukturno preobrazbo v načinu, kako kupci energije dolgoročno načrtujejo strategije nabave.

Evropa v vodilni vlogi

Čeprav je odlog IMO kratkoročno povzročil negotovost, je hkrati znova potrdil vodilno vlogo Evrope pri oblikovanju praktične in izvršljive podnebne politike. FuelEU Maritime zdaj služi kot načrt za morebitne globalne okvire. Če bo IMO leta 2026 ponovno obravnavala svoj predlog, se bo ta lahko uskladil z evropskim modelom ter uvedel jasnejše obveznosti in ambicioznejše poti zmanjševanja emisij. To bi še dodatno okrepilo vlogo nizko in negativnoogljčnih goriv, kot je biometan, ki je že vključen v sisteme skladnosti EU.

Omejitve ponudbe in naložbene priložnosti

Ponudba bo v prihodnjih letih ostala ključna omejitev. Cilj EU, da do leta 2030 doseže 35 milijard kubičnih metrov biometana, zahteva trajne naložbe v logistiko surovin, zmogljivosti za nadgradnjo in čezmejno trgovanje infrastrukturo. Kljub temu je smer politike nedvoumna: strožje ogljično obračunavanje ter širitev trgov skladnosti iz pomorstva na cestni promet in težko industrijo vzpostavljajo trajno, večsektorsko bazo povpraševanja.

Takšno okolje nagrajuje zgodnje udeležence. Kupci goriv, ki danes ohranjajo ali povečujejo svojo izpostavljenost biometanu, so v boljšem položaju za zagotavljanje zanesljive dobave in obvladovanje prihodnje cenovne

negotovosti. Tisti, ki bodo odlašali, tvegajo ozka grla pri nabavi, ko se bo regulativa zaostрила in konkurenca okrepila.

Kaj pričakovati leta 2026

Več trendov bo verjetno oblikovalo naslednjo fazo rasti. Prvi letni podatki o skladnosti v okviru FuelEU Maritime, pričakovani aprila, bodo ponudili dragocen vpogled v uporabo biogoriv in obseg trgovanja v evropskem ladijskem prometu. Povečano sodelovanje vlagateljev, zlasti energetskih podjetij in infrastrukturnih skladov, bo pospešilo razvoj projektov in regionalnih zmogljivosti. Medtem bo vključevanje obnovljivih plinov v sistem EU ETS in nacionalne obveznosti mešanja goriv verjetno poglobilo likvidnost trga ter podprlo cenovno preglednost.

Zaključno: zagon, utemeljen na temeljih

Kljub spreminjajoči se globalni politiki zgodba o evropskem biometanu ostaja zgodba doslednosti in napredka. Regulatorna stabilnost, zorenje trgovskih okvirov in močna zavezanost podjetij k razogljčenju še naprej poganjajo evropski trg naprej.

Sporočilo preteklega leta 2025 je jasno: biometan se je trdno uveljavil kot temelj evropskega energetskega prehoda, njegov pomen pa se bo v letu 2026 in pozneje še okrepil.



NUJNOST PAMETNEGA MERJENJA V EVROPSKI UNIJI

OBVEZNE ZAHTEVE

UVOD

Evropska unija je v zadnjih letih predstavila enega svojih najbolj ambicioznih projektov razogljčenja: celovito uvedbo pametnih števecv za elektriko in vodo v vseh državah članicah. Pobudo podpirajo zakonodajne zahteve (zlasti Direktiva EU 2019/944) ter Evropski zeleni dogovor, katerih cilji so zmanjšanje porabe energije, vključevanje obnovljivih virov ter opolnomočenje tako odjemalcev kot tudi energetskih in infrastrukturnih podjetij.

OBVEZNE ZAHTEVE EU ZA PAMETNE ŠTEVCE

Direktive EU in časovnica

- **Direktiva o skupnih pravilih notranjega trga električne energije 2019/944** obvezuje države članice, da do leta 2024 dosežejo vsaj 80-odstotno razširjenost pametnih števecv, če je to stroškovno učinkovito.
- **Paket Čista energija za vse Evropejce (2019)** je te zahteve dodatno okrepil in določil obvezno celovito uvedbo tam, kjer so analize stroškov in koristi (CBA) pozitivne.
- Po nedavnih smernicah ACER/CEER je imelo do konca leta 2021 pametni števec že več kot 54 % gospodinjstev, do konca leta 2022 pa je več kot 13 držav preseglo 80-odstotno pokritost.



Poudarek na vzhodni in srednji Evropi

Države srednje in vzhodne Evrope, kot so Poljska, Madžarska in Češka, so v okviru ciljev Fit for 55 in REPowerEU močno pospešile uvajanje pametnih števcov. Posodobitev merilnih sistemov je usklajena s prednostnimi nalogami financiranja EU, pri čemer se črpajo sredstva iz Mehanizma za pravični prehod in programa InvestEU, ki do leta 2030 za zelene naložbe namenja okvirno 1 milijardo evrov.



ZAKAJ SO PAMETNI ŠTEVCI POMEMBNI: VEČ KOT LE PRIHRANKI

Koristi za odjemalce in izvajalce javnih storitev



- **Natančno obračunavanje in prihranki energije:** Pametni števcvi odpravljajo ocenjene odčitke, zmanjšujejo napake pri naknadnih obračunih in omogočajo 2–10 % prihrankov energije na ravni odjemalca, kar pomeni povprečne prihranke 270 € za elektriko in 230 € za plin na števec.
- **Inteligenca omrežja in prilagodljivost:** Podatki v realnem času in dvosmerna komunikacija podpirajo odziv na povpraševanje, dinamične tarife in vključevanje obnovljivih virov energije.

Omogočanje vključevanja obnovljivih virov energije

Z naraščanjem nestanovitnih virov energije, kot sta sončna energija in veter, operaterji omrežij potrebujejo natančen vpogled za uravnavanje obremenitev, upravljanje napetosti in uvajanje hranilnikov energije. Sistemi pametnega merjenja so temelj tega prehoda.

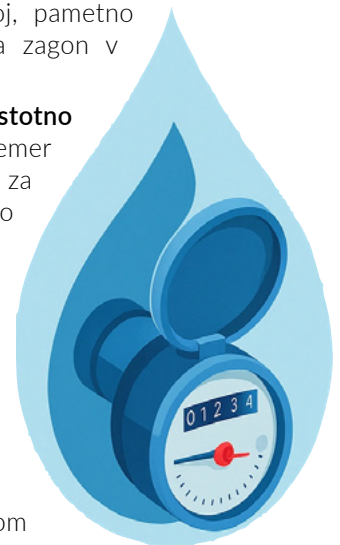
MERJENJE PORABE VODE: NARAŠČAJOČ ZAGON V »MODREM GOSPODARSTVU«

Čeprav je elektrika vodila razvoj, pametno merjenje porabe vode pridobiva zagon v okviru pobude »Blue Deal«:

Cilji EU predvidevajo **15-odstotno zmanjšanje porabe vode**, pri čemer so pametni vodomeri ključni za zaznavanje puščanj, optimizacijo porabe in ozaveščanje uporabnikov.

Mesta v srednji in vzhodni Evropi, kot je Gdansk, poročajo o znižanju deleža neprihodkovne vode s 25 % na 15 % po uvedbi sistema pametnega merjenja.

Med avgustom 2022 in septembrom 2023 je Italija objavila 29 razpisov za 2,7 milijona pametnih vodomerov (približno 250 milijonov €), kar kaže na visoko stopnjo zaupanja v regiji.



IZZIVI PRI IZVAJANJU IN PRIDOBLENE IZKUŠNJE

Spremenljivost razmerja med stroški in koristmi

Pravila EU temeljijo na analizah CBA. Nekatere države, kot sta Nemčija in Slovaška, so se odločile za selektivno uvajanje, medtem ko so Belgija in Češka uvedbo odložile zaradi negotovih rezultatov analize stroškov in koristi.



Interoperabilnost in podatkovni standardi

Za preprečevanje vezanosti na enega dobavitelja in omogočanje novih storitev je EU sprejela Izvedbeno uredbo 2023/1162, ki od sredine leta 2023 zahteva odprt dostop do merilnih podatkov. Standardi, kot sta IEC 62056 (DLMS/COSEM) in Open Metering System (OMS), zagotavljajo združljivost več ponudnikov.

Zasebnost in kibernetška varnost

Pametni števeci zbirajo podrobne podatke, kar odpira vprašanja varstva zasebnosti. Akt o kibernetški varnosti EU (2019), GDPR in nacionalni zaščitni mehanizmi so zdaj obvezni. Avstrija na primer omogoča zasebni izstop iz pogostih prenosov podatkov.

IZPOSTAVLJENI PRIMERI

Poljska in večkomunalna integracija

Poljska je združila merjenje elektrike, plina in vode z uporabo tehnologij Wireless M-Bus in arhitektur OMS, povezanih v AMI, s čimer je zmanjšala obratovalne stroške in omogočila analitiko med različnimi javnimi službami.

Italija: inovacije na področju prenosov po električnem omrežju

Italijanski pilotni projekt CHAIN 2 je uvedel poročanje na osnovi PLC, ki je zagotovilo 99-odstotno zanesljivost podatkov za odjemalce in omogočilo dodatne storitve na nizkonapetostnem omrežju.

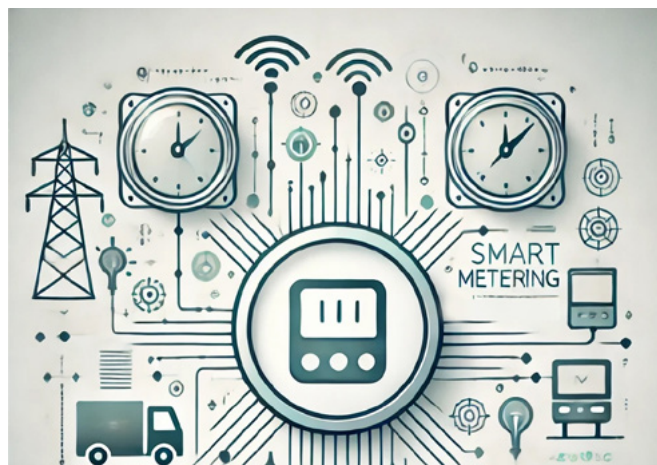


PRILOŽNOST: TRG V GIBANJU

Komunalna podjetja v srednji in vzhodni Evropi se soočajo s pritiskom po modernizaciji:

1. Doseči zahteve EU glede pametnih števecv v obdobju 2024–2027.
2. Financirati uvedbo z nepovratnimi sredstvi Zelenega dogovora.
3. Sodelovati z dobavitelji pri uvedbi OMS-skladnih pametnih števecv, povezanih prek PLC in IP.
4. Uvesti sisteme kibernetške varnosti in varstva podatkov v skladu z EU standardi.

Za ponudnike rešitev, kot je WM Systems, predstavlja val pametnega merjenja izjemno priložnost, zlasti za inovativno, interoperabilno strojno opremo z varno dvosmerno IP-povezljivostjo.





POGLED NAPREJ: 2030 IN NAPREJ

- Do leta 2030 se pričakuje **47 milijard € naložb** za uvedbo 266 milijonov pametnih števecv v EU. Število vodnih AMI končnih točk v Evropi in ZDA naj bi se do leta 2030 podvojilo.
- Predvideno je **3-9-odstotno zmanjšanje porabe energije** s pomočjo pametnega merjenja in avtomatizacije omrežij.
- Pametno merjenje vode naj bi postalo osrednji del pobude **Blue Deal** v mandatu do leta 2029.
- Napredni interoperabilni okviri in inovacije po fazi merjenja bodo omogočili nove poslovne modele, kot so storitve povpraševanja v realnem času, dinamične tarife in medsebojno trgovanje z energijo.

ZAKLJUČEK: ZAKAJ JE ČAS KLJUČNEGA POMENA

Obveznosti glede pametnih števecv v EU niso zgolj zamenjava stare tehnologije, gre za vzpostavitev arhitekture odporne, digitalne in razogljčenega sektorja javnih služb. Za države srednje in vzhodne Evrope se združujejo regulatorna nujnost, financiranje iz Zelenega dogovora in zrelost tehnologije, kar ustvarja pogoje za prebojen napredek.

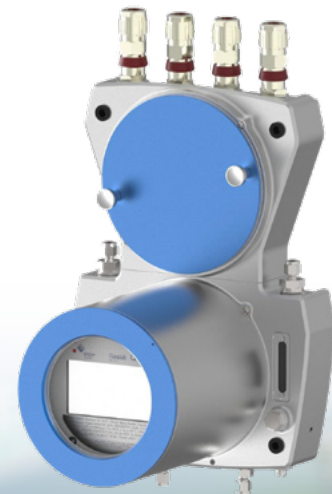


30 M&R
seibert
let

Honeywell



- Prvi MID metrološko certificirani mehovni plinomeri za merjenje vodika v koncentracijah do 100%.
- Rešitve za injiciranje vodika v obstoječe plinovodne sisteme.
- Plinomeri in regulatorji pripravljene za uporabo v vodikovih omrežjih.
- Analiza sestave in kvalitete zemeljskega plina, vodika ter mešanic vodika z zemeljskim plinom v različnih razmerjih





Mi smo Comita

Že več kot 30 let smo vaš
sistemski integrator in
ponudnik inženirskih
storitev za kompleksne
tehnološke projekte.



www.comita.si

OBNOVLJIVI PLIN IN TEHNOLOGIJE

UVOD

OBNOVLJIVI PLIN JE TRAJNOSTNI VIR ENERGIJE, KI LAHKO UČINKOVITO ZMANJŠA EMISIJE TOPLOGREDNIH PLINOV. TO JE BIOPLIN, PROIZVEDEN IZ ORGANSKIH ODPADKOV, KOT SO ŽIVALSKI GNOJ, OSTANKI HRANE, ODPADNE VODE IN ODLAGALIŠČA ODPADKOV, KI JE DODATNO PREČIŠČEN IN NADGRAJEN ZA UPORABO NAMESTO FOSILNEGA ZEMELJSKEGA PLINA.



Slika 1: Proizvodnja biometana in sodelovanje Honeywell-a

MODULARNA ENOTA ZA PRIKLJUČITEV V OMREŽJA

KI VKLJUČUJE VSO POTREBNO OPREMO IN KRMILNE SISTEME ZA NEMOTENO VBRIZGAVANJE BIOMETANA V OMREŽJE ZEMELJSKEGA PLINA

Oprema vključuje:

- plinske kromatografe,
- merilnike pretoka,
- regulatorje,
- analizatorje vlage,
- baterijsko rezervno napajanje,
- sisteme za zaznavanje plina,
- odorizatorje,
- oddajnike tlaka in temperature,
- PLC-je in RTU-je.

Vremensko odporna ohišja so zasnovana za namestitev plinskih kromatografov, vzorčnih sistemov in analizatorjev ter zagotavljajo skladnost z zahtevami EPA v okviru standarda za obnovljiva goriva (RFS) za natančno merjenje bioplina in nadgrajenega biometana.



Slika 3: Biometanska postaja Honeywell



Slika 2: Biometanski skit za injiciranje v omrežje

Energijsko vsebnost biometana je mogoče povečati z obogatitvijo s propanom, s čimer se zagotovi skladnost z nekaterimi tarifnimi zahtevami plinovodnih sistemov v Evropi.

RAST SEKTORJA BIOMETANA: KLJUČNI KAZALNIKI

Honeywell je dejavno vključen v vse segmente industrije obnovljivega biometana. Družba aktivno deluje pri razvoju tehnologij in inovacij za čim hitrejšo in optimalno vzpostavitev sektorja biometana v Evropi.

Evropski skokovit uvoz LNG v letu 2025

→ spreminja razmerja na plinskem trgu

Megan Gildea, Clio Ho; S&P Global

POUDARKI

- Uvoz LNG v Evropi se je leta 2025 povečal za okvirno 30 % na letni ravni
- ZDA prevladujejo kot dobavitelj in predstavljajo 77,53 % uvoza
- Razmik med LNG in TTF se je leta 2025 povečal.

Slika 1: LNG za Evropo





Slika 2: LNG za Evropo



Uvozi LNG v Evropi leta 2025 so, s količinami, ki presegajo tiste iz prejšnjih let, preoblikovali dinamiko oskrbe s plinom na celini, saj tradicionalni viri po plinovodih upadajo, globalna ponudba LNG pa narašča. Po mnenju evropskih trgovcev z LNG so imeli cenovni signali ključno vlogo pri usmerjanju tokov tovorov in regionalni konkurenčnosti. Regija, ki vključuje Veliko Britanijo in Turčijo, je prednostno iskala prilagodljivo oskrbo za nadomestitev količin, izgubljenih iz ruskih dobav po plinovodih, ter za popolnitev skladišč pred zimo.

ZDA so leta 2025 prevladovali kot dobavitelj in so predstavljale 77,53 % uvoza regije, kar je več kot 57,64 % v letu 2024. Po podatkih Platts je severozahodna Evropa v letu 2025 v povprečju dosegla 11,423 USD/MMBtu, kar je več kot 10,743 USD/MMBtu v letu 2024. V celotnem bazenu je Platts JKM (cenovni indeks za utekočinjen zemeljski plin (LNG) v severovzhodni Aziji) v letu 2025 v povprečju znašal 12,257 USD/MMBtu, kar je več kot 11,912 USD/MMBtu v letu 2024.

Čeprav so bile cene JKM večji del leta 2025 višje kot v severozahodni Evropi, je razlika oslabila spodbude za preusmerjanje prilagodljivih tovorov LNG proti Aziji, kar je spodbudilo, da so tovari iz atlantskega bazena ostajali v Evropi. Podatki Platts kažejo, da je razlika JKM-SZE v letu 2025 znašala 76,8 centa/MMBtu, kar je občutno manj od povprečja 1,15 USD/MMBtu v letu 2024.

Več tržnih udeležencev je leta 2025 dobilo dostop do evropskih zmogljivosti uplinjanja, saj so se portfeljski dobavitelji in trgovci potegovali za termine. Ekonomske

razmere so se po mnenjih evropskih analitikov odražale kot presežek ponudbe in ne pomanjkanje.

Tržne ocene Platts skozi leto 2025 so pokazale, da se je razmik LNG-TTF povečal v primerjavi z letom 2024. Leta 2025 je popust glede na TTF v povprečju znašal 53,8 centa/MMBtu, v primerjavi s 26,5 centa/MMBtu leta 2024. To razhajanje je bilo posledica velike teže uvoza, skupaj z izboljšanimi pozicijami skladišč in šibkejšim promptnim povpraševanjem v prehodnih sezonah (pomlad/jesen).

VSE VEČJI DELEŽ LNG V EVROPSKI PLINSKI MEŠANICI

Pričakuje se, da bo LNG imel v evropski oskrbi s plinom vse pomembnejšo vlogo. Po rekordno visokih uvozih LNG leta 2025 se napoveduje, da bo Evropa leta 2026 uvozila 145,36 milijona ton LNG.

Po podatkih naj bi uvoz dosegel vrh pri 147,74 milijona ton leta 2027, nato pa se do leta 2029 nekoliko zmanjševal.

Ocenjuje se, da bo približno polovica evropske oskrbe s plinom prihajala iz LNG in da se bo Evropa v naslednjih letih nanj vse bolj zanašala, da zapolni vrzel v oskrbi, ko bo opuščala ruski plin in ruski LNG.

Tržni udeleženci pričakujejo, da bo LNG ohranil visok delež v evropski plinski mešanici, in pozorno spremljajo, kako bodo dodatne ameriške količine vplivale na razlike glede na TTF, nabavne strategije in cenovno dinamiko.

PRIHODNOST PLINA IN VODIK 3.0

Ljubljana 12. maj 2026,
Hotel Intercontinental

2026

Priložnosti in potencial slovenskega sektorja plina in nizkoogljičnega vodika z nosilci preboja v industriji in energetiki



Dogodek za vse, ki soustvarjajo energetske sistem prihodnosti.



Prihodnost plina in vodika se oblikuje danes.



Znanje, mednarodne izkušnje in odločitve na enem mestu.



Evropsko strokovno znanje o plinu in vodiku v Ljubljani.



NAPOVEDNIK

Konferenca Prihodnost plina in vodik 3.0, 2026

ponuja več kot zgolj strokovno mednarodno razpravo. Predstavlja platformo za aktivno vključevanje podjetij in strokovnjakov, izmenjavo znanja in izkušenj ter predstavitev najboljših mednarodnih praks in projektov. Hkrati omogoča vpogled v najnovejše evropske razvojne usmeritve in strokovna razmišljanja ter spodbuja vzpostavljanje sodelovanj, ki bodo souoblikovala prihodnji večmolekularni plinski energetski sistem.

Dogodek v Ljubljano tradicionalno pripelje najvidnejše mednarodne in slovenske strokovnjake s področja plina in vodika ter povezuje infrastrukturne, tržne in zakonodajne vidike razvoja. S tem odpira prostor za konkretno sodelovanje in razvoj najperspektivnejših pobud v slovenskem energetskem sektorju.

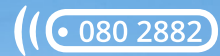
Mednarodna plinska in vodikova konferenca
DVE KONFERENCI V ENI



energetika
Ljubljana

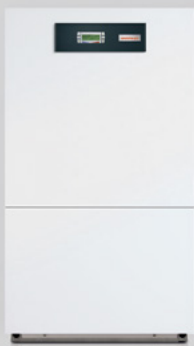
skupina

Javni holding Ljubljana



www.energetika.si

Partner
pri oskrbi s toploto
in zemeljskim plinom



Ogrevalna tehnika

Weishaupt je mednarodno podjetje, ki se ukvarja s proizvodnjo, prodajo in servisom ogrevalnih sistemov, solarnih sistemov, toplotnih črpalk in gorilnikov.

To je zanesljivost.

–weishaupt–

Revija **VODIK** - že 3 leto z vami in za vas



SOL

TPJ, d.o.o., Cesta 1. maja 42, 4270 Jesenice
+386(0)4 5833 326 | tpj@tpj.si | <http://www.tpj.si>

vodik.

STROKOVNA REVUIJA ZA VODIK IN
VODIKOVE TEHNOLOGIJE

EKSKLUZIVNI INTERVJU:
**DR. MARKO
KLANČIŠAR**
WEISHAUP, D.O.O.

RAZISKOVANJE
VODIKOVI
BAZISKOVALNI
PROJEKTI

TEHNOLOGIJE
PLIN IN VODIKOV
TEHNOLOŠKI
PREBOJ

EVROPA
FINANCIRANJE
SEKTORJA
VODIKA

STRATEGIJE
ARČIJSKI
NACRT ZA
VODIK

ISSN: 3024-0085

Letnik: 2 | Številka: 3 | 2025/9



2

025090

000004

REVIJA VODIK
- JESEN 2025



ZANESLJIV PARTNER ZA PODROČJE INDUSTRIJE



Kemija in petrokemija



Prehrabena industrija



Farmacija



Procesna energetika



VODILNE REŠITVE V DALJINSKI ENERGETIKI

2000 toplotnih postaj | 5000 regulacijskih krogov



Tehnično svetovanje in pomoč



Toplotne postaje



Servis in vzdrževanje



Optimizacija sistema



Nadzorni sistemi in obračun



Elementi kotlovnice

GIA

GIA-S industrijska oprema d.o.o.
Industrijska cesta 1K, 1290 Grosuplje
+386 (0)1 7865 300 | info@gia.si
www.giaflex.com

Dva srca. En SUV.



Povsem novi Audi Q5 SUV e-hybrid s tehnologijo priključnega hibrida naslednje generacije za bolj dinamične vozne zmogljivosti.



Audi Prednost je v tehniki

Porsche Verovškova

Verovškova 78, 1000 Ljubljana,
tel.: 01 530 35 00, porscheinterauto.net

Podatki o porabi in emisijah za Audi Q5 SUV e-hybrid:

Poraba goriva (l/100 km), kombiniran način vožnje: 7,2. Emisije CO₂ (g/km), kombiniran način vožnje: 163. Emisijska stopnja: EURO 6 EB. Emisija dušikovih oksidov (NO_x): 0,0072 g/km. Emisija trdnih delcev: 0,00024 g/km. Število trdnih delcev: 0,00009 x 10¹¹. Ogljikov dioksid (CO₂) je najpomembnejši toplogredni plin, ki povzroča globalno segrevanje. Emisije onesnaževal zunanjega zraka iz prometa pomembno prispevajo k poslabšanju kakovosti zunanjega zraka. Prispevajo zlasti k čezmerno povišanim koncentracijam prizemnega ozona, delcev PM₁₀ in PM_{2,5} ter dušikovih oksidov. PORSCHE SLOVENIJA, d.o.o., Bravničarjeva 5, 1000 Ljubljana. Slika je simbolna. Več na audi.si.