

watergas.it

RIVISTA

NUMERO 1
GIUGNO - LUGLIO 2024

ACQUE REFLUE, FONTE
"NON CONVENZIONALE" CONTRO LA SICCITÀ

PNISSI,
MANCANO LE RISORSE?

VERSO UNA TRANSIZIONE ENERGETICA
"MULTIDIMENSIONALE"

LA TRASFORMAZIONE DELLE RAFFINERIE
IN "ENERGY HUB"



3_5 Editoriale

di Elena Veronelli

IDRICO

10_13 Il censimento *a cura di ISTAT*
Carichi inquinanti e volumi d'acqua trattati dagli impianti di depurazione

14_17 La direttiva UE *a cura Utilitalia*
Revisione della direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane e il regolamento sul riutilizzo delle acque reflue

18_21 TOP NEWS - Policy italiana *della redazione*

22_25 Digitalizzazione e IA *a cura di I-Com*
Un servizio idrico evoluto: come digitale e IA possono contribuire alla riduzione delle perdite e alla customer centricity

26 TOP NEWS - Regioni *della redazione*

27_28 TOP NEWS - Nuove partnership *della redazione*

30_32 Intervista *di Elena Veronelli*
Acqualatina: troppe perdite idriche (41%) per infrastrutture vetuste

34 L'intervento *a cura di ANEA*
Anea su revisione d.lgs. 152/2006: un'opportunità per la governance della regolazione nei settori ambientali?

36_39 TOP NEWS - Strategie aziendali *della redazione*

40_41 Il commento *a cura di ANBI*
Gestione idrica: è l'Italia di sempre

42_47 TOP NEWS - Nuove tecnologie *della redazione*

48_49 L'intervento *a cura di Anima Confindustria*
Acqua trattata, tra abitudini e pregiudizi. Fare corretta informazione per salvaguardare le risorse

50_51 Eventi *della redazione*
Accadueo, il 90% dello spazio disponibile già prenotato

in collaborazione con



confindustriapuglia@confindustriapuglia.it
Via Giovanni Amendola, 172 - Bari 70126
tel. 080.5010600



CONFINDUSTRIA PUGLIA

Pubblicazione periodica
Registrazione Tribunale di Milano
n° 135 del 24/04/2018
ROC (Registro degli Operatori di Comunicazione)
n° 25161 del 10/12/2014
www.watargas.it • info@watargas.it

WATERGAS.IT BY AGENDA SRL
Via Privata Minturno 14 • 20127 Milano (MI) Italy
02 45471111 - 02 45471054
Direttore responsabile
Elena Veronelli
Stampa
Full Print - Ravenna

Concessionaria pubblicità
In Fieri Srl
Direttore Commerciale
Paolo Fortunato
paolo.fortunato@in-fieri.it
+39 345 281 0246

| | | |
|----------------|--|--|
| 54_57 | Intervista Assogasliquidi: gpl e gnl indispensabili per abbattere emissioni senza stravolgere economia | <i>di Elena Veronelli</i> |
| 58_61 | Intervista Trasporti, Assogasmetano: biometano strategico ma necessaria visione a lungo termine | <i>di Elena Veronelli</i> |
| 62 | TOP NEWS Nuove tecnologie | <i>della redazione</i> |
| 63_65 | Il provvedimento Il decreto pratiche ecologiche: le misure per lo sviluppo del settore del biogas e biometano agricolo | <i>a cura di CIB-Consortio Italiano Biogas</i> |
| 66_69 | L'approfondimento Biometano, a che punto siamo: produzione, incentivi, certificati d'origine | <i>di Monica Dall'Olio</i> |
| 70_72 | Idrogeno e reti Idrogeno in rete, fino a dove ci si può spingere tra regolatori di pressione e sistemi di sicurezza per reti gas | <i>a cura di Anima Confindustria e UCRS</i> |
| 74_77 | TOP NEWS Nuove partnership | <i>della redazione</i> |
| 78_80 | L'intervento Assopetroli-Assoenergia ed eFUEL-TODAY: una partnership strategica per promuovere i carburanti rinnovabili | <i>a cura di Assopetroli-Assoenergia</i> |
| 82_85 | Lo scenario Il ruolo dell'idrogeno nelle bioraffinerie per la produzione di biocarburanti, nella produzione degli efuels e nella CCS | <i>di Monica Dall'Olio</i> |
| 86_88 | L'intervento La transizione energetica nei trasporti: un approccio equilibrato e tecnologicamente neutrale | <i>a cura di NGV Italy</i> |
| 90_91 | TOP NEWS Policy italiane ed UE | <i>della redazione</i> |
| 92_94 | Intervista Assocostieri: lavoriamo per trasformazione porti in hub energetici multi-commodity | <i>di Elena Veronelli</i> |
| 96_97 | TOP NEWS Strategie aziendali | |
| 98_100 | Le previsioni Raffinazione tra prodotti tradizionali, crescita domanda, low carbon fuels | <i>a cura di UNEM</i> |
| 101_103 | TOP NEWS Nuove tecnologie | <i>della redazione</i> |
| 104_106 | Intervista TPI (Siad): nella CCUS il futuro sarà il riciclo chimico della CO ₂ | <i>di Margherita Ferrante</i> |
| 108_109 | TOP NEWS Lo studio | <i>della redazione</i> |
| 110_113 | L'approfondimento Emissioni metano: dopo via libera europeo, l'Italia si prepara al recepimento | <i>di Monica Dall'Olio</i> |
| 114_117 | Intervista Rete geotermica: serve autorità geotermica nazionale per semplificazione autorizzazioni | <i>di Elena Veronelli</i> |
| 118_121 | Eventi Nasce il primo Italian Geothermal Forum • La neutralità tecnologica a Fueling Tomorrow | <i>della redazione</i> |

Siccità: il ruolo delle acque reflue, della digitalizzazione e dell'informazione

La normativa, gli investimenti, i progetti e tutte le nuove tecnologie nel campo del trattamento e del riutilizzo delle acque reflue urbane. L'emergenza siccità, in particolare in Sicilia, con tutte le strategie istituzionali e le nuove partnership aziendali per migliorare il servizio idrico del Sud, ad oggi particolarmente frammentato e inefficiente. E poi ancora, il ruolo fondamentale del digitale e dell'Intelligenza Artificiale nella riduzione delle perdite, ruolo che anche grazie ai fondi del Pnrr, che hanno permesso maggiori investimenti, è diventato più centrale.

In questo primo numero del cartaceo Watergas.it, si affrontano in modo approfondito, con interviste e interventi di rappresentanti di associazioni, istituti ed esperti di primo piano, tutte queste tematiche cruciali per riuscire a modernizzare la rete idrica e affrontare i cambiamenti climatici in atto e gli eventi climatici sempre più estremi, tra alluvioni e siccità.

In particolare, abbiamo deciso di aprire il giornale sul tema degli impianti di depurazione delle acque reflue urbane. Perché come scrive nel suo intervento l'Istat, "possono rappresentare una fonte "non convenzionale" utile per integrare i volumi utilizzati per diverse finalità", e contribuire a "ridurre il prelievo di risorsa primaria soprattutto nei periodi di scarsità idrica, sempre più frequenti a causa dei cambiamenti climatici in atto e del perdurare di storiche inefficienze di molte infrastrutture idriche".

Scorrendo le pagine, interessante anche il dibattito che apre l'intervento di Anbi sul Piano Nazionale di Interventi Infrastrutturali e per la Sicurezza del Settore Idrico (PNISSI): "Il Piano apre indubbiamente una pagina nuova, affermando un principio di programmazione sulla base delle esigenze espresse dai territori; il problema è che le necessarie risorse (circa 12 miliardi di euro per 418 interventi) non ci sono e dovranno essere reperite, nel corso degli anni, nelle more di bilanci non solo risicati, ma espressione di un Paese tanto capace in emergenza, quanto poco propenso ad investire in prevenzione idraulica". Fondamentale in tutte le tematiche affrontate è il ruolo della digitalizzazione delle reti idriche, che riguarda "tutta la filiera, quindi ogni fase del ciclo dell'acqua, con benefici specifici differenti a seconda della fase del ciclo interessata", spiega I-Com nel suo intervento, specificando tuttavia che "le applicazioni dell'IA possono aiutare, sebbene prima vada adeguatamente supportata, soprattutto al Sud, la mappatura".

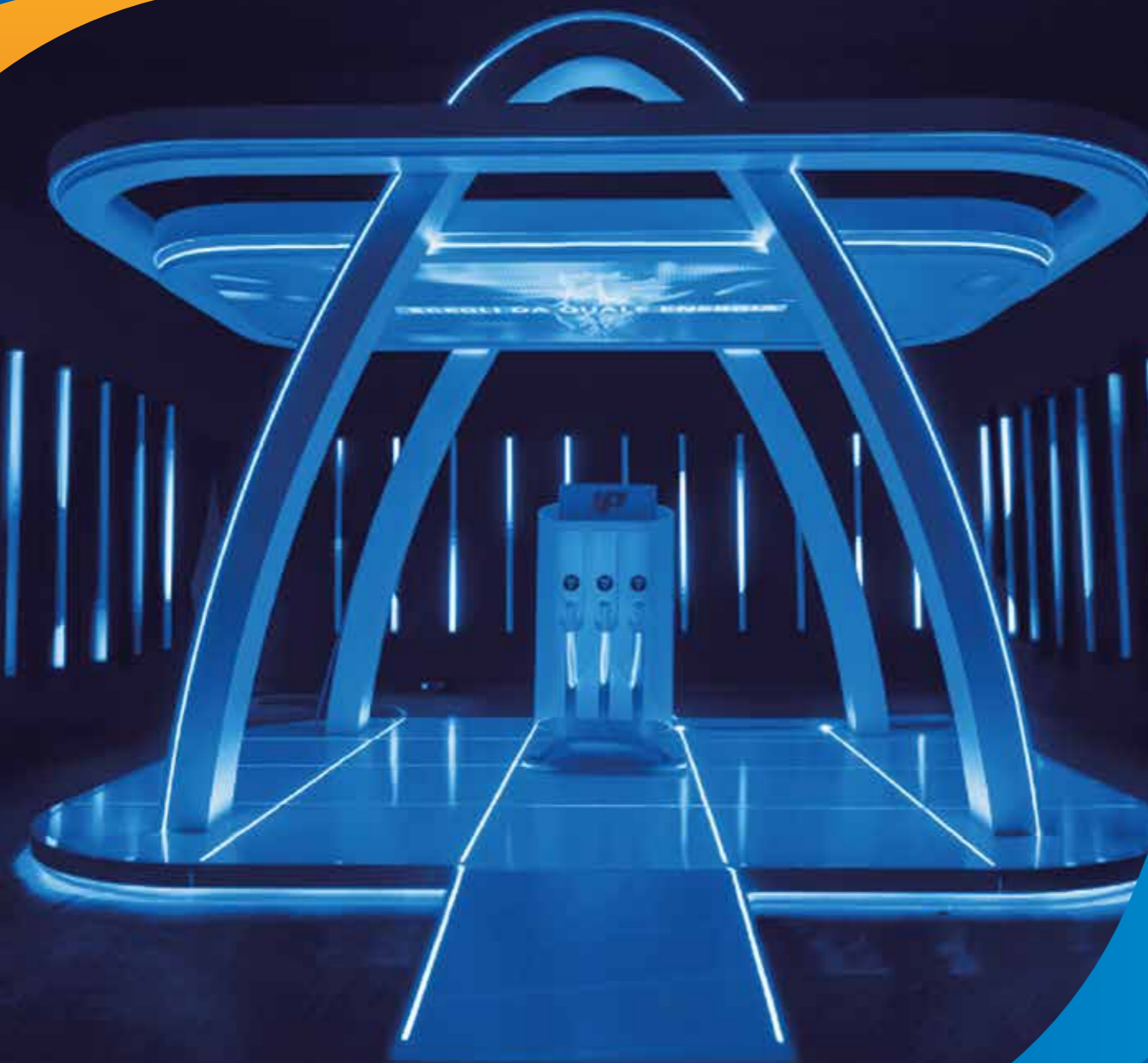
Concludiamo il capitolo "Idrico", con un tema generalmente meno trattato, ma altrettanto importante, ossia il ruolo dell'informazione: "un argomento così vasto che, come tutti i grandi temi, è spesso circondato da confusione e notizie contrastanti, ma oggi più che mai merita una corretta informazione per garantire la salvaguardia di una risorsa così preziosa", dice Anima Confindustria.

Mettiamo il futuro in movimento



GRUPPO **api**

Rapporto di sostenibilità 2023



EDITORIALE

a cura di Elena Veronelli

Trasporti, verso una transizione energetica “multidimensionale”

L'ultimo mese e mezzo è stato all'insegna delle assemblee associative di riferimento nel settore della mobilità. In tutte le giornate hanno risuonato le parole “neutralità tecnologica”, come un mantra.

Ognuna delle associazioni, per il settore e la fonte di pertinenza, ha ribadito che ogni vettore, nella propria specificità, può aiutare il percorso di transizione energetica. Oltre all'elettrico, sia i prodotti tradizionali decarbonizzati, grazie a processi di raffinazione sempre più sofisticati, sia i nuovi “green gas” possono contribuire all'indipendenza energetica e alla decarbonizzazione della mobilità e anche del settore industriale.

Così in questo primo numero della Rivista Watergas.it, per quel che riguarda la parte “Energia”, abbiamo raccolto, con interviste e approfondimenti, il punto di vista delle associazioni più rappresentative. Nell'intervista di Matteo Cimenti, Presidente di Assogasliquidi-Federchimica, si sottolinea come per “abbattere decisamente le emissioni senza stravolgere l'economia dei paesi comunitari”, siano “indispensabili GPL e GNL, sempre più nelle loro declinazioni di prodotti bio rinnovabili”.

Dal canto suo Flavio Merigo, Presidente di Assogasmetano, evidenzia invece come il biometano rappresenti una “risorsa strategica” per il nostro Paese: potrebbe coprire, nel 2030, il 40% di tutto il fabbisogno energetico dell'intera mobilità nazionale.

E poi ancora: una transizione energetica realmente sostenibile ed efficace “non può prescindere dall'uso dei Low Carbon Fuels (LCF), sia liquidi che gassosi”, sottolinea nel suo intervento Sebastiano Gallitelli, Segretario Generale di Assopetroli-Assoenergia. Infatti questi combustibili, di origine biologica o sintetica, sono in grado di ridurre significativamente le emissioni di CO₂ lungo l'intero ciclo di vita, arrivando a tagliare fino al 90% delle emissioni totali. Tra gli esempi più rilevanti di LCF troviamo l'HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) e gli e-fuels.

Dunque, in tutti gli interventi viene ribadito che la transizione energetica “non può essere semplicistica o unidimensionale. Richiede un approccio equilibrato, obiettivi ambiziosi ma realistici, e soprattutto, una neutralità tecnologica che permetta di sfruttare tutte le soluzioni disponibili per massimizzare i benefici ambientali nel breve e lungo termine”, come sottolinea Mariarosa Baroni Presidente di NGV Italy. Ma la trasformazione in senso green non riguarda solo le varie tipologie di vettore a disposizione ma anche la logistica e le infrastrutture. Ad esempio per decarbonizzare i trasporti marittimi, Assocostieri lavora per favorire la trasformazione dei porti in veri e propri hub energetici multi-commodity, in grado di offrire una pluralità di servizi, tra cui il cold-ironing, alle flotte del futuro che saranno alimentate da diversi combustibili, come spiega nell'intervista il Presidente Elio Ruggeri.

Non solo. Anche le raffinerie diventeranno “Energy Hub” dove potranno convivere le varie soluzioni tecnologiche per generare fuels a bassa impronta carbonica, ma pure e-fuels, in un periodo di transizione e convivenza con i fuels convenzionali, spiega Gianni Murano Presidente UNEM.

Non ci resta che augurarvi una buona lettura!

Temi generali affrontati in ogni numero per quel che riguarda il servizio idrico:

Le nuove sfide, le opportunità e gli ostacoli del settore per modernizzare la rete idrica e affrontare i cambiamenti climatici in atto e gli eventi climatici sempre più estremi, tra alluvioni e siccità.

Le nuove policy europee, italiane e regionali e i fondi messi a disposizione.

I nuovi bandi e finanziamenti a sostegno del settore.

Le nuove infrastrutture, le tecnologie e i materiali per la minimizzazione delle perdite idriche e degli sprechi, per una fornitura continua di acqua potabile di qualità, per la continuità e la sicurezza dell'approvvigionamento idrico. Tutto all'insegna dell'innovazione, la ricerca, la digitalizzazione e l'economia circolare, sulla strada della transizione ecologica.



Temi generali affrontati in ogni numero per quel che riguarda la parte energy:

Le soluzioni tecnologiche più all'avanguardia per decarbonizzare i trasporti, l'industria "hard to abate" e il settore residenziale.

I prodotti tradizionali decarbonizzati grazie alle nuove tecniche sempre più sofisticate di raffinazione.

I green gas e la loro integrazione: biocarburanti, carburanti sintetici, idrogeno, GNC e GNL.

Le soluzioni tecnologiche e le normative sulla geotermia.

La Carbon Capture and Storage (CCS).

Gli obiettivi europei ambientali sempre più sfidanti e le normative e le strategie nazionali, regionali ed europee che ne derivano.

I fondi messi a disposizione e i nuovi bandi per supportare gli operatori negli investimenti.

La conoscenza delle best practice e delle politiche societarie di ESG (Environmental, Social and Governance) più virtuose.

Il contesto geopolitico e le infrastrutture a disposizione.

Il gas come fonte energetica che rimane centrale nella transizione energetica.

Anche qui, come nell'idrico, tutto all'insegna dell'innovazione, la ricerca, la digitalizzazione e l'economia circolare.



| Descrizione | listino | offerta |
|--|-----------------|---------|
| <input type="checkbox"/> Pagina intera a colori (210x297 mm + 3 mm di vivo, pdf, 300 dpi) Rivista watergas.it | € 1.500,00 | |
| <input type="checkbox"/> Mezza pagina a colori (210x148 mm + 3 mm di vivo, pdf, 300 dpi) Rivista watergas.it | € 950,00 | |
| <input type="checkbox"/> Pagina intera a colori (169x240 mm + 3 mm di vivo, pdf, 300 dpi) AcquAgenda <input type="checkbox"/> / GasAgenda <input type="checkbox"/> | € 1.500,00 | |
| <input type="checkbox"/> Mezza pagina a colori (169x120 mm + 3 mm di vivo, pdf, 300 dpi) AcquAgenda <input type="checkbox"/> / GasAgenda <input type="checkbox"/> | € 950,00 | |
| <input type="checkbox"/> Watergas.it abbonamento plus | € 400,00 | |
| <input type="checkbox"/> Pubbliredazionale o messaggio promozionale su Watergas | € 400,00 | |
| <input type="checkbox"/> Watergas.it banner mensile su sito (728*90 px, 300*600 px, 300*250 px: peso max 99kb) | € 200,00 | |
| <input type="checkbox"/> Banner mensile su singola Newsletter (728*90 px, peso max 99kb) | € 200,00 | |
| <input type="checkbox"/> Lancio DEM | € 800,00 | |
| <input type="checkbox"/> Database gestori acquedotti, reti fognarie, gestori impianti depurazione acque, consorzi di bonifica, EGATO | € 1.000,00 | |
| <input type="checkbox"/> Database gestori reti gas e comuni serviti, aziende autorizzate alla vendita gas | € 600,00 | |
| | | |
| | Subtotale | |
| | IVA 22% | |
| | Importo fattura | |

DATE DI USCITA PER LA NEWSLETTER

| | |
|--------------|------------|
| 30 luglio | 30 gennaio |
| 30 settembre | 30 marzo |
| 30 novembre | 30 maggio |

CONDIZIONI E MODALITÀ DI PAGAMENTO

B.B. 30 gg DFFM, emissione fattura all'ORDINE
c/c n° 1632 presso Banca Intesa Sanpaolo,
Filiale di Viale Lombardia 12/14 20131 Milano
IBAN: IT66F030690961610000001632

NOTE

L'acquisto a listino a scelta tra:

- 1 pagina o ½ pagina sugli annuari (AcquAgenda, GasAgenda, Rivista watergas.it)
- 6 mesi di banner (sul sito o nella newsletter mensile)
- 1 lancio DEM

comprende:

- la fornitura dei Database del servizio relativo all'annuario prescelto;
- abbonamento watergas.it plus.

Eventuale realizzazione grafica a carico del cliente.

Timing consegna materiali per:

- AcquAgenda 31 gennaio, GasAgenda 30 giugno; stampa e diffusione AcquAgenda giugno, GasAgenda settembre
- Rivista watergas.it 1 mese prima della data di uscita
- Watergas.it e Newsletter, per banner e news: 15 gg prima dell'uscita pianificata.

Il pagamento dei Database è sempre anticipato e in via eccezionale vendibili separatamente.

Scopri le strategie e le nuove partnership aziendali per modernizzare il servizio idrico del Sud, territorio particolarmente indietro nel contrastare le perdite idriche e con infrastrutture più vetuste

Qual è il ruolo del digitale e dell'Intelligenza Artificiale nella riduzione delle perdite idriche? Come funziona?

I fondi del Pnrr, qualche conto sugli investimenti fatti per la digitalizzazione e la modernizzazione delle reti

L'informazione oggi è adeguata per garantire la salvaguardia di una risorsa così preziosa quale è l'acqua?

Approfondisci tutta la normativa e lo stato dell'arte del settore delle acque reflue, fonte importante "non convenzionale" contro la siccità

Il commento sul PNISSI che apre il dibattito sulle risorse necessarie



idrico

a cura di
Stefano Tersigni, Tiziana Baldoni, Simona Ramberti
ISTAT

Carichi inquinanti e volumi d'acqua trattati dagli impianti di depurazione

Le acque trattate dagli impianti di depurazione delle acque reflue urbane possono rappresentare una fonte di approvvigionamento di acqua "non convenzionale" utile per integrare i volumi utilizzati per diverse finalità, escluso l'uso potabile, quali: l'irrigazione, alcuni processi industriali particolarmente idroesigenti, diversi usi civili (quali, il lavaggio delle strade, l'antincendio, le fontane ornamentali) e i servizi naturali/ambientali (quali, per esempio l'alimentazione di aree umide). Ciò contribuirebbe a ridurre il prelievo di risorsa primaria soprattutto nei periodi di scarsità idrica, sempre più frequenti a causa dei cambiamenti climatici in atto e del perdurare di storiche inefficienze di molte infrastrutture idriche. Dal Censimento delle acque per uso civile dell'Istat risulta che nel 2020, sul territorio nazionale sono in esercizio 18.042 impianti di depurazione delle acque reflue urbane: il 56,3% è costituito da vasche Imhoff e impianti di tipo primario, il 32,5% da impianti con trattamento di tipo secondario e l'11,1% di tipo avanzato. Questi impianti sono stati progettati per trattare

complessivamente un carico massimo di inquinanti organici biodegradabili a livello nazionale pari a 107 milioni di abitanti equivalenti (a.e), di cui il 95% in impianti con trattamento secondario e avanzato, il resto in primari e vasche Imhoff. Di contro, la stima dei carichi inquinanti generati dalla popolazione presente sul territorio e dalle attività produttive è di circa 78,2 milioni di abitanti equivalenti totali urbani (Aetu). Con il calcolo degli Aetu si stima il carico inquinante potenziale veicolato nelle acque reflue urbane recapitate nella rete fognaria, dalle diverse fonti di generazione: la popolazione residente, la popolazione presente non residente, le attività alberghiere, ristorazione e bar, le micro-imprese generalmente operanti all'interno dei centri urbani, i cui scarichi presentano caratteristiche qualitative equivalenti al metabolismo umano o ad attività domestiche e in cui gli inquinanti sono costituiti prevalentemente da sostanze biodegradabili. Il rapporto tra capacità di progetto e il potenziale generato (Aetu) ad una analisi sub nazionale (dal livello regionale a quello di singolo agglomerato)

varia molto evidenziando diverse aree del Paese con un ridotto, e in alcuni casi del tutto assente, servizio di depurazione pubblico.

L'intero comparto fognario-depurativo pubblico presenta ancora delle evidenti criticità, localizzate soprattutto nell'area del Mezzogiorno.

Con riferimento alla rete fognaria pubblica, dai dati censuari risulta che, nel 2020, l'82,6% dei comuni italiani ha una copertura del servizio superiore al 75% dei residenti sul territorio, il 13,8% tra il 50% e il 75%, il 2,5% tra il 25% e il 50%, lo 0,6% ha una copertura inferiore al 25% dei residenti e il restante 0,5% non ha una rete in esercizio. In 15 su 21 regioni e province autonome si rileva una percentuale di copertura superiore al dato nazionale (88,7%). Nel Nord-ovest si ha la maggiore copertura (94,4%), con la Valle d'Aosta che mostra il valore più alto (97,7%). Di contro, tra le ripartizioni, le Isole presentano il valore più basso (81,5%), dove la Sicilia, con un servizio esteso al 77,2% dei residenti, presenta il valore minimo regionale. A livello provinciale, Catania presenta il valore minimo dell'indicatore (35,9%).

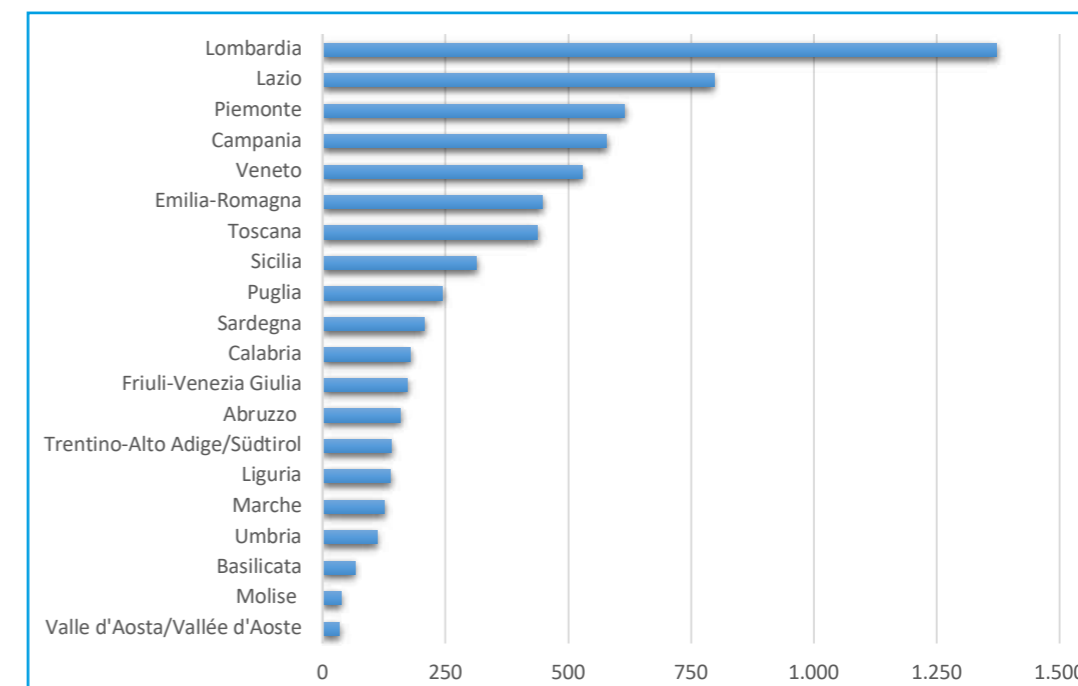
Il servizio pubblico di depurazione delle acque reflue urbane è invece assente in 296 comuni (3,7%) dove risiedono 1,3 milioni di abitanti. Il 67,9% di questi comuni (201) è localizzato

nel Mezzogiorno (soprattutto in Sicilia, Calabria e Campania, coinvolgendo rispettivamente il 13,1%, 5,3% e 4,4% della popolazione). In questi comuni in diversi casi sono presenti gli impianti, ma risultano inattivi poiché sotto sequestro, in corso di ammodernamento o in costruzione. Sono comuni con ampiezza demografica medio-piccola, nel 74,3% dei casi localizzati in zone rurali o scarsamente popolate. 67 comuni si trovano in zone costiere, per lo più in Sicilia (35), Calabria (15) e Campania (7), dove risiedono circa 500 mila abitanti. Sono solo due i comuni con più di 50 mila abitanti residenti a risultare privi del servizio di depurazione, ubicati nelle province di Napoli e Catania.

Nel 2020 il carico inquinante medio effettivo confluito negli impianti è di circa 67 milioni di abitanti equivalenti totali, del quale il 29,2% è depurato con trattamento di tipo secondario e il 65,2% di tipo avanzato.

La regione con la maggiore quantità di carichi inquinanti recapitati negli impianti di depurazione è la Lombardia (11,1 milioni di a.e.), seguita dalla Campania (6,7 milioni) e dal Piemonte (5,6 milioni). Il Censimento delle acque per uso civile ha permesso di determinare il volume totale di acqua reflua confluito in tutti gli impianti di depurazione in

Volume d'acqua reflua confluita negli impianti di trattamento delle acque reflue urbane per regione. Anno 2020, volumi in milioni di metri cubi



esercizio, pari a 6,7 miliardi di metri cubi; tale valore è nettamente superiore (il 43% in più) a quello dell'acqua potabile erogata agli utenti finali (4,7 miliardi di metri cubi) e scaricato, nella maggior parte dei casi, nella rete fognaria pubblica. Questo maggiore valore è dovuto al fatto che nella fognatura comunale confluiscono anche una parte di scarichi industriali, diversi corsi d'acqua tombati nelle aree ur-

bane e le acque parassite.

Dai depuratori avanzati un quarto dell'acqua per agricoltura e industria. Il 70% del volume confluito negli impianti di depurazione, corrispondente complessivamente a 4,7 miliardi di metri cubi (poco meno del volume del lago di Bracciano), subisce un trattamento di tipo avanzato, producendo delle acque di scarico con un miglior livello di qualità rispetto agli altri tipi di

trattamento, per il maggiore abbattimento dei carichi inquinanti. Tale volume può essere considerato una risorsa potenzialmente disponibile per successivi riutilizzi ed equivale a poco meno di un quarto (22%) dei prelievi complessivi effettuati in media nel periodo 2015-2019 per gli usi irrigui e industriali. La quota maggiore di volume (38%) è generata dai depuratori di tipo avanzato presenti nel Nord-ovest, il 24% nel Nord-est e il 21% nel Centro. Nelle Isole viene trattato il 4% dei volumi nazionali. Gli impianti avanzati della sola regione Lombar-

dia trattano il 27% del volume complessivo di acqua (1,3 miliardi di metri cubi); tutte le altre regioni contribuiscono con quantità inferiori al 12%: il Lazio con l'11% e 529 milioni di metri cubi, e il Piemonte con il 10% e 476 milioni di metri cubi. La Lombardia conta il maggior numero di depuratori con trattamento avanzato, il 19% del totale, mentre nel Lazio sono il 9% e in Piemonte il 4%. Il Veneto e l'Emilia-Romagna, con più impianti rispetto a Lazio e Piemonte, trattano all'incirca le stesse quantità di reflui: rispettivamente il 10% e il 9%.



Revisione della direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane e il regolamento sul riutilizzo delle acque reflue

a cura di
Tania Tellini, *Direttore Settore Acqua Utilitalia*
Luigi Joseph Del Giacco, *Funzionario Area Giuridico Legislativa Fiscale Utilitalia*

L'attesa revisione della Direttiva 91/271/CE sembra ormai volta al termine, con l'approvazione da parte del Parlamento europeo avvenuta il 10 aprile scorso.

Si tratta di una delle maggiori sfide che il nostro Paese sarà chiamato ad affrontare nei prossimi decenni, considerando che ancora oggi scontiamo quattro procedure d'infrazione comunitaria in tema di collettamento e depurazione, per un totale di 930 agglomerati e un carico generato di oltre 54 milioni di abitanti equivalenti, di cui il 79% interessa le regioni del sud (Blue Book 2024 su dati MASE).

La riduzione della soglia di applicazione degli obblighi di collettamento e depurazione da 2.000 a 1.000 abitanti equivalenti rischia, se gestita in modo pedissequo, di aggravare l'attuale situazione o ingenerare costi eccessivi. Sarà importante effettuare una valutazione caso per caso a livello territoriale, che dovrà riguardare anche l'opzione tecnologicamente più adatta ad un miglior equilibrio tra beneficio ambientale ed investimento economico.

Ma è sicuramente sull'implementazione dei sistemi di depurazione terziari e quaternari che si giocherà la partita economicamente e tecnologicamente più significativa per il nostro Paese. La necessità di garantire un miglior stato di qualità dei corpi idrici e una maggior sicurezza delle acque si interseca con la sfida degli inquinanti emergenti. Si tratta spesso di sostanze persistenti, difficilmente rimovibili attraverso i normali sistemi di depurazione con trattamento secondario e che possono accumularsi nell'ambiente. Le stime di costo per l'implementazione di sistemi terziari e quaternari per tutti gli impianti con potenzialità maggiore o uguale a 150.000 a.e., nonché per quelli superiori a 10.000 a.e. che recapitano in aree sensibili rispettivamente alle sostanze nutrienti e agli inquinanti emergenti, avrà un costo stimato nell'ordine di diversi miliardi di euro, come evidenziato nelle figure 1 e 2.

Per quanto attiene i sistemi terziari, destinati alla rimozione, in particolare, di azoto e fosforo, trattasi di 44 impianti per un carico generato di circa 4,3 milioni di abitanti equivalenti effettivi

| IMPIANTI CON SOLA RIMOZIONE DI N | | | | | |
|---|--------------------|-------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | Capex annuo | Capex medio annuo | Capex tot | | Opex annuo |
| | | | TI = 2,5% | TI = 3,0% | |
| ID ≥10.000-150.000 in SA | 23.422.540 | 1.115.359 | 365.137.776 | 418.161.899 | 1.836.645 |
| ID ≥150.000 | 19.248.000 | 4.812.000 | 300.060.196 | 343.633.963 | 1.580.639 |
| Totale | 42.670.540 | | 665.197.972 | 761.795.862 | 3.417.283 |
| IMPIANTI CON SOLA RIMOZIONE DI P | | | | | |
| | Capex annuo | Capex medio annuo | Capex tot | | Opex annuo |
| | | | TI = 2,5% | TI = 3,0% | |
| ID ≥10.000-150.000 in SA | 29.709.391 | 4.244.199 | 463.144.525 | 530.400.870 | 1.386.984 |
| ID ≥150.000 | 77.832.000 | 77.832.000 | 1.213.335.679 | 1.389.532.348 | 3.162.191 |
| Totale | 107.541.391 | | 1.676.480.204 | 1.919.933.218 | 4.549.175 |
| IMPIANTI IN ASSENZA DI RIMOZIONE N E P | | | | | |
| | Capex annuo | Capex medio annuo | Capex tot | | Opex annuo |
| | | | TI = 2,5% | TI = 3,0% | |
| ID ≥10.000-150.000 in SA | 78.158.663 | 9.654.889 | 1.218.428.076 | 1.395.364.246 | 3.287.640 |
| ID ≥150.000 | 81.200.000 | 40.600.000 | 1.265.839.978 | 1.449.661.150 | 3.279.181 |
| Totale | 159.358.663 | | 2.484.268.054 | 2.845.025.396 | 6.566.821 |
| ADEGUAMENTO AL TRATTAMENTO TERZIARIO COMPLETO | | | | | |
| | Capex annuo | Capex medio annuo | Capex tot | | Opex annuo |
| | | | TI = 2,5% | TI = 3,0% | |
| ID ≥10.000-150.000 in SA | 131.290.594 | 15.014.446 | 2.046.710.377 | 2.343.927.015 | 6.511.269 |
| ID ≥150.000 | 178.280.000 | 123.244.000 | 2.779.235.852 | 3.182.827.462 | 8.022.010 |
| Totale | 309.570.594 | | 4.825.946.229 | 5.526.754.447 | 14.533.279 |

Figura 1. Stime di costo per l'implementazione di sistemi terziari – Fonte Blue book 2024

ed un volume di circa 240 milioni di metri cubi di acque reflue depurate (Blue Book 2024). Dalle analisi condotte da Utilitalia, Fondazione Utilitalis ed Enea, la stima degli investimenti necessari per l'adeguamento è di circa 5 miliardi di euro di investimenti complessivi – considerando la vita utile degli impianti – ai quali andranno aggiunti circa 14,5 milioni di euro di costi operativi annui. La stima dei costi di implementazione dei sistemi quaternari, per l'abbattimento degli inquinanti emergenti, invece, è stata possibile solo per gli impianti superiori o uguali a 150.000 a.e., considerando che le aree sensibili in base alle quali assoggettare anche gli impianti superiori ai 10.000 a.e. devono ancora essere individuate. La disposizione coinvolge 107 impianti, corrispondenti ad una capacità di trattamento effettiva di 31 milioni di a.e. e circa 2,74 miliardi di metri cubi di acque reflue (Blue Book 2024). Le prime stime – basate sulle due principali tec-

nologie di abbattimento che possono essere adottate, ovvero carboni attivi granulari e ozono – restituiscono valori particolarmente rilevanti, seppur molto variabili (anche in base alle funzioni di costo applicate).

Proprio per questo, nel caso dei sistemi quaternari risulta di particolare interesse l'introduzione, per la prima volta nel settore idrico, di sistemi di Responsabilità Estesa del Produttore (EPR). In ottemperanza al principio "Chi inquina paga", infatti, la direttiva attribuisce ai produttori di farmaci e cosmetici l'obbligo di garantire la copertura dell'80% dei costi sostenuti per l'adeguamento degli impianti con trattamenti quaternari. Si tratta di un meccanismo ancora da studiare nella sua declinazione operativa, ma che consentirà di contenere, almeno in parte, i costi a carico della tariffa del servizio idrico.

A fronte degli ingenti investimenti sopra ri-

| TECNOLOGIA O | | | | | |
|----------------|-------------|-------------------|---------------|---------------|-------------|
| | Capex annuo | Capex medio annuo | Capex tot | | Opex annuo |
| | | | TI = 2,5% | TI = 3,0% | |
| FC 1 | 393.905.241 | 3.681.357 | 6.140.652.732 | 7.032.378.389 | 150.482.611 |
| FC 2 | 106.400.126 | 994.394 | 1.658.688.827 | 1.899.558.234 | 40.298.958 |
| TECNOLOGIA GAC | | | | | |
| | Capex annuo | Capex medio annuo | Capex tot | | Opex annuo |
| | | | TI = 2,5% | TI = 3,0% | |
| FC 1 | 106.209.824 | 992.615 | 1.655.722.178 | 1.896.160.778 | 644.253.679 |
| FC 2 | | | | | 818.249.198 |

Figura 2. Stime di costo per l'implementazione di sistemi quaternari – Fonte Blue book 2024

portati, le nuove previsioni consentiranno, in prospettiva, di avere a disposizione acque depurate di alta qualità, da poter destinare al riuso agricolo o per altri fini. Nonostante l'emaneazione del Regolamento (UE) 2019/741, infatti, le attività di riuso diretto non hanno ancora trovato quella spinta normativa necessaria ad assicurare un significativo incremento dei quantitativi di acque effettivamente destinate al recupero. Il testo attualmente in fase di pubblicazione, invece, indica chiaramente che il riuso delle acque reflue dovrà essere trattato nell'ambito dei Piani di gestione dei Di-

stretti Idrografici e che il riutilizzo effettivo dovrebbe essere parte integrante delle strategie sulla resilienza idrica degli Stati Membri. Sempre in ottica di economia circolare si inseriscono le disposizioni sui fanghi da depurazione: in attesa della revisione della direttiva specifica sull'utilizzo dei fanghi in agricoltura (la 86/278/CEE), la nuova direttiva sulle acque reflue chiarisce che i percorsi di gestione dei fanghi devono rispettare la gerarchia dei rifiuti di cui all'articolo 4 della direttiva 2008/98/CE.

Come Federazione stiamo inoltre approfondendo un altro tema particolarmente rilevante,

ovvero quello delle neutralità energetica per il comparto depurativo. Come noto, l'attività di depurazione è particolarmente energivora, anche a causa dei sistemi di trattamento secondario che necessitano di energia per la produzione di ossigeno e la gestione delle soffianti di aerazione, indispensabili per i trattamenti biologici. Incidono significativamente anche il complesso sistema di gestione dei pompaggi e sollevamenti nonché la gestione della linea fanghi. Negli anni recenti gli operatori idrici hanno già implementato misure di efficientamento dei consumi energetici, quali l'applicazione di sistemi automatici di gestione delle soffianti in base al carico da trattare, nonché la produzione di energia per autoconsumo, in sito e fuori sito (come, ad esempio, la produzione di biogas dai fanghi di depurazione o l'installazione di pannelli fotovoltaici ove consentito nelle aree di pertinenza degli impianti). Nonostante siano necessari ulteriori approfondimenti, difficilmente sarà possibile pensare di raggiungere la neutralità energetica senza produzione di energia rinnovabile fuori sito o l'acquisto da rete. Su questo

punto Utilitalia, unitamente alle principali associazioni europee di riferimento, ha promosso un'intensa attività di sensibilizzazione verso le istituzioni UE, affinché tali possibilità fossero inserite in norma - come è poi accaduto.

Resta infine, tra le maggiori opportunità insite nella direttiva, una nuova visione della gestione delle acque meteoriche, il cui potenziale inquinante da un lato e di recupero dall'altro devono essere viste in ottica integrata, attraverso una pianificazione specifica introdotta ex novo, che dovrà essere declinata dagli Stati Membri.

Altri temi rilevanti posti dalla revisione della direttiva restano aperti e dovranno essere oggetto di approfondimenti nei prossimi anni, quali le emissioni di gas climalteranti o la sorveglianza epidemiologica attraverso le acque reflue. Il punto focale, però, è che la revisione della direttiva, in termini sia pianificatori che economici e tecnologici, pone una sfida al sistema Paese che non sarà scontato vincere e che necessiterà di un dialogo costante ed uno sforzo collettivo da parte di tutti: istituzioni, gestori e stakeholder.



dPde palma
thermofluid

dP industrial division

dP marine division

dPde palma
LAB thermofluid

dPde palma
SERVICE thermofluid

De Palma Thermofluid s.r.l.
V.le Papa Giovanni XXIII, 195 -
70124 Bari (BA) Tel.
+39.080.561.08.00 -
info@thermofluid.it

TUV 800 ASSOCIATO CONFINDUSTRIA Bari e Barletta-Andria-Trani

SIAMO PRESENTI SU MEPA
acquistinretepa

consip MIT Mercato Elettronico della Pubblica Amministrazione

SHIPSERV



Siccità, Schifani: “via libera da Roma al piano interventi da 20 milioni”

“Via libera al nostro primo Piano di interventi da venti milioni di euro per l'emergenza idrica in Sicilia”. Ad annunciarlo il presidente della Regione Renato Schifani, che ha ricevuto la comunicazione da parte del dipartimento nazionale della Protezione civile. Il programma predisposto dalla Cabina di regia, guidata dallo stesso governatore e coordinata dal capo della Protezione civile regionale Salvo Cocina, prevede la rifunzionalizzazione di pozzi e sorgenti, l'acquisto e la sistemazione di autobotti, la riparazione di alcune reti di interconnessione.

“Gli uffici - prosegue Schifani - si attiveranno per sollecitare i gestori delle reti e i Comuni nella predisposizione dei progetti e l'avvio delle opere, che in alcuni casi sono già partite. Nel contempo, iniziamo a lavorare su un secondo Piano di interventi che sarà finanziato con altri venti milioni di euro, così come garantito dal ministro Musumeci in occasione del via libera del Consiglio dei ministri allo stato di emergenza nazionale. Comunque, anche la Regione ha fatto e farà la sua parte. Abbiamo già stanziato venti milioni di euro, per l'acquisto di foraggio

per gli animali e per l'idropotabile, e altrettanti li destineremo in occasione di imminenti misure finanziarie”.

Nell'ambito della strategia contro la siccità, sono inclusi i 90 milioni di euro previsti nell'accordo sul Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (FSC) 2021-27, recentemente firmato con la premier Meloni, per riattivare i tre dissalatori di Trapani, Gela e Porto Empedocle.

Il Piano approvato - si legge nella nota - prevede 138 interventi volti a migliorare l'approvvigionamento idrico dei territori, includendo la costruzione di nuovi pozzi, il revamping e il ripristino di quelli esistenti, la costruzione di bypass e condotte di collegamento, nonché il potenziamento dei sistemi di sollevamento e pompaggio, realizzati dalle società d'ambito e da alcuni Comuni.

Inoltre, sono stati destinati poco più di due milioni di euro, co-finanziati da Stato (37,5%) e Regione (62,5%), per l'acquisto di otto nuove autobotti e la riparazione di altre 78 appartenenti a Comuni e Città metropolitane.

Pichetto Fratin: “è nuova emergenza, occorre razionalizzare sistema”

“È importante che imprenditori, esperti del settore e rappresentanti delle istituzioni possano confrontarsi sull'uso consapevole delle risorse. L'acqua, in particolare, è un bene prezioso e fondamentale per l'agricoltura e il settore agroalimentare, che è un'eccellenza nazionale. Purtroppo il territorio è minacciato dai cambiamenti climatici e l'acqua è diventata la nuova emergenza. Il mio impegno da Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica è di razionalizzare il sistema idrico perché in Italia ci sono 2.391 gestori ed è quindi necessario mettere mano anche al sistema irriguo con tecniche che consumano il meno possibile e incrementare il riutilizzo delle acque”.

Così il ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica Gilberto Pichetto Fratin in un videomessaggio all'evento “Water Management nell'agroindustria”.

“Dobbiamo costruire nuove dighe e fare aree di raccolta per l'acqua piovana per rilasciarla nei momenti di siccità ed evitando danni quando piove troppo. Il nostro piano di adattamento al cambiamento climatico indica le azioni necessarie, ben 361, e vanno declinate a seconda delle esigenze dei vari territori. Al G7 di Venezia abbiamo sensibilizzato anche gli altri Paesi e per la prima volta il forum si è impegnato a istituire una coalizione sull'acqua. Soltanto attraverso una collaborazione sinergica tra tutti gli attori coinvolti potremo affrontare con successo questa sfida epocale. Il confronto aperto rappresenta un ottimo punto di partenza per la gestione più responsabile del complesso delle risorse idriche, anche per il settore agroalimentare”, ha sottolineato Pichetto Fratin.



Sicilia, costituito tavolo permanente contro crisi idrica

Un tavolo permanente per monitorare quotidianamente l'approvvigionamento idrico di Agrigento e della sua fascia costiera e per intervenire tempestivamente su ogni singola criticità, soprattutto nel settore turistico-alberghiero. È quanto deciso nel corso della riunione della cabina di regia sull'emergenza idrica convocata d'urgenza dal presidente della Regione Siciliana, Renato Schifani, con l'obiettivo di accelerare ogni possibile azione contro i rischi legati agli effetti della siccità.

"Ho voluto costituire immediatamente un tavolo di emergenza sulla crisi idrica di Agrigento per fornire risposte celeri alla città, soprattutto in vista della stagione turistica appena iniziata. L'obiettivo è scongiurare il peggioramento della situazione ed evitare anche gli effetti negativi di allarmismi che possono essere amplificati creando gravissimi danni all'economia e all'immagine della Città dei Templi e dell'intera Sicilia.", ha dichiarato il presidente della Regione.

Al vertice tenutosi a Palazzo d'Orléans, sede della Presidenza della Regione, hanno partecipato il dirigente della Protezione civile, Salvo Cocina, l'assessore all'Energia, Roberto Di Mauro, il sindaco di Agrigento, Francesco Micciché, rappresentanti dell'Azienda idrica comuni agrigentini (Aica), dell'Ati, di Siciliacque, il commissario straordinario del Consorzio di bonifica della Sicilia occidentale, Baldo Giarraputo, il segretario generale dell'Autorità di bacino, Leonardo Santoro, e in video collegamento il prefetto di Agrigento, Filippo Romano. Durante la riunione - si legge nella nota - è stata sottolineata l'urgenza di avviare interventi a bre-



ve termine per aumentare il rifornimento idrico, evitando un peggioramento della situazione in piena stagione turistica. Il presidente della Regione e il dirigente della Protezione civile hanno confermato la disponibilità immediata dei fondi necessari, già inclusi nei sei milioni di euro stanziati per affrontare la crisi idrica ad Agrigento, e hanno invitato Ati e Aica a iniziare subito i lavori. Cocina ha garantito il finanziamento per l'acquisto di due autobotti e mezzi leggeri per il centro storico.

L'assessore regionale all'Energia, Roberto Di Mauro, ha dichiarato che i lavori possono iniziare immediatamente, consentendo un incremento di 116 litri al secondo di acqua entro 40 giorni, con i primi 60 litri disponibili già entro 20 giorni grazie a interventi su un nuovo pozzo e due pozzi esistenti. Per il dissalatore di Porto Empedocle, il presidente della Regione ha annunciato uno stanziamento di un milione di euro nel disegno di legge sulle variazioni di bilancio per la progettazione dell'impianto. Il dissalatore è parte delle soluzioni a lungo termine, comprese nel piano di lavori dell'ordinanza della Protezione civile.

Nel settore agricolo, il Consorzio di bonifica della Sicilia occidentale sta collaborando con le organizzazioni agricole per la distribuzione delle risorse idriche, mentre le autobotti garantiranno l'acqua agli allevamenti zootecnici. Il tavolo permanente istituito presso il Genio Civile includerà Protezione Civile, Comune di Agrigento, Prefettura, Aica, Ati di Agrigento, Siciliacque, Consorzio di bonifica, Autorità di bacino e altri enti coinvolti nella gestione delle risorse idriche.

Arera: parere positivo sul Pniissi

Arera ha rilasciato parere favorevole sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante l'adozione del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNISSI), trasmesso dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti con la comunicazione del 5 giugno 2024, contenente anche l'elenco degli interventi che comporranno il PNISSI, selezionati in applicazione delle modalità e dei criteri definiti dal decreto interministeriale 350/22.

Dopo la presentazione da parte del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti Matteo Salvini della proposta nell'ultima cabina di

regia sull'idrico del nuovo piano di settore Pniissi, i ministeri coinvolti hanno espresso formalmente la condivisione, sentita anche Arera. La proposta relativamente alla nuova fase di pianificazione degli investimenti risulta composta da 418 interventi per un importo richiesto totale di 12 miliardi di euro. Lo fa sapere il Mit.

In particolare, si tratta di 66 interventi relativi ad invasi per 3,2 mld; 93 interventi relativi a derivazioni per 1,6 mld; 137 interventi relativi ad adduzioni per 3,5 mld; 122 interventi relativi ad acquedotti per 3,54 mld.

Le proposte di interventi risultano ripartite a livello nazionale su base regionale. La pianificazione scaturisce dalle istanze presentate dal territorio, strettamente verificate con la pianificazione delle autorità d'ambito. Sarà aggiornata



Arera - si legge nel provvedimento - "delibera di rilasciare, ai sensi dell'articolo 1, comma 516, della legge 205/17, parere favorevole sul PNISSI. Il parere verrà trasmesso al Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti, al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, al Ministro dell'Agricoltura, della Sovranità alimentare e delle foreste, al Ministro della Cultura e al Ministro dell'Economia e delle Finanze. Il provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

MIT: via libera a 418 interventi per 12 miliardi

circa ogni due anni e costituirà la base della futura programmazione, cioè dell'allocazione delle risorse disponibili per la realizzazione degli interventi.

Ora, raccolta la concertazione del Mic, Mase, Masaf e Mef, sentita Arera, si procederà a sottoporre alla conferenza unificata la nuova pianificazione, per l'approvazione. All'esito il Mit, guidato dal ministro Matteo Salvini, potrà approvare la sua programmazione per un importo complessivo di 900 milioni di euro.



a cura di
Stefano da Empoli *Presidente Istituto per la Competitività (I-Com)*
Cristina Orlando *Research Fellow Istituto per la Competitività (I-Com)*

Un servizio idrico evoluto: come digitale e IA possono contribuire alla riduzione delle perdite e alla customer centricity

Da alcuni anni a questa parte, il comparto delle utility è stato uno dei



istituto per la competitività

settori industriali interessa-

to dai maggiori cambiamenti. Il Recovery and Resilience Facility (RRF) e l'accelerazione sul Green Deal Europeo hanno stimolato l'adozione di modifiche regolamentari, mentre la crisi dei prezzi dell'energia e i cambiamenti climatici, i cui effetti si sono ripercossi su famiglie e imprese, hanno poi contribuito a destabilizzare settori già in fermento, imponendo un ripensamento nelle scelte di operatori e consumatori industriali, domestici e PMI. In questo panorama, spesso passa in sordina il ruolo vitale del servizio idrico e la stringente necessità di renderlo più sostenibile ed efficiente, in un momento delicato come quello che sta vivendo attualmente.

All'aumentare degli usi della risorsa idrica è aumentata la concorrenza tra gli stessi, visto anche che oggi difficilmente l'acqua può essere considerata un bene economico abbondante, alla stregua di sole e vento, e debba semmai essere annoverata fra i beni scarsi, anche in zone dove è sempre stata copiosamente disponibile. Esempari sono i dati sui livelli di precipitazioni nevose nel nostro Paese: nella stagione 2022-2023, solo in Piemonte, si è verificata una carenza significativa (la terza più critica degli ultimi

60 anni) negli accumuli di neve fresca registrati da novembre a maggio, con valori di deficit rispetto

alla media del periodo pari a circa il -45% nei settori alpini della regione (fonte: AINEVA, 2023). Quest'anno, l'emergenza siccità sta colpendo già dalla fine dell'inverno. In sei province della Sicilia è stato dichiarato lo stato di crisi vista la scarsità di acqua potabile, a cui sta seguendo un razionamento, situazione che potrebbe verificarsi nei prossimi giorni anche in Calabria.

La gravità del fenomeno è evidente su scala nazionale e nel 2022 ha compromesso anche la produzione di energia idroelettrica. In quell'anno, quando il livello delle precipitazioni è stato drammatico, la produzione media mensile è scesa per la prima volta sotto i 3.000 GWh, toccando i 2.341 GWh, contro una media mensile degli ultimi 13 anni pari a 3.760 GWh (-38%).

Le criticità riscontrate negli ultimi anni si aggiungono alle fragilità strutturali che caratterizzano il Servizio Idrico Integrato (SII)¹, misurate dai parametri di qualità tecnica di ARERA. Il dato più critico è quello relativo alle perdite idriche dell'acqua potabile. Nel 2021, solo il 58,2% dell'acqua immessa nel sistema di acquedotto è stata effettivamente erogata; di converso, la percentuale di risorsa persa rispetto al totale

immesso è stata il 41,8%. Il water service divide territoriale, come giustamente evidenziato dall'Autorità, è netto: la percentuale di perdite idriche nelle Isole e nelle Regioni Meridionali supera il 50% (50,8%), a fronte di valori che nel Nord-Ovest toccano i minimi nazionali, pari al 32,8%. Un'indagine di Utilitatis, che aggiorna il dato sulle perdite per il 2022, fa registrare un miglioramento, con un 37,4% di perdite medie idriche sul territorio nazionale², che però rimane alquanto complesso.

Questa carenza infrastrutturale determina una forte necessità di investimenti, che nel SII variano sia a seconda della tipologia di gestore che delle macroaree del Paese, fattori chiaramente collegati fra loro e dipendenti dalla governance vigente. Ad esempio, nel corso del 2021, gli investimenti compiuti dagli

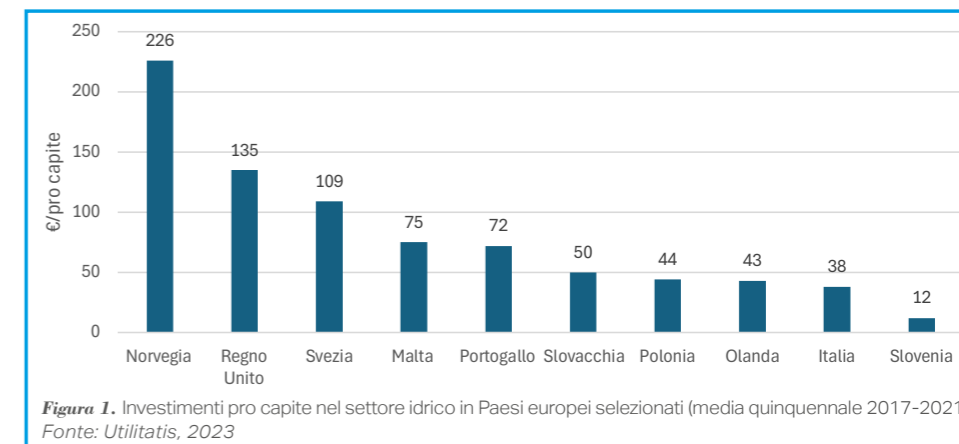
operatori industriali hanno raggiunto una media di 56 euro per abitante, mantenendo un trend positivo che si protrae dal 2012. Al contrario, ove il servizio è costituito dalle cosiddette gestioni "in economia" (che servono il 14% della popolazione)³, quindi prevalentemente da soggetti

che non operano in virtù di un affidamento conforme alla normativa attuale o pro tempore vigente, gli investimenti pro capite si riducono drasticamente, arrivando a 7 euro pro capite nel 2021. Per questo tipo di gestori, l'andamento degli investimenti è piuttosto piatto dal 2016. Secondo i dati del Blue Book 2023 che delineano le aree di investimento per i piani di

gestione 2022-2023, il 40% delle risorse saranno destinate a soli due scopi: la riduzione delle perdite idriche e il miglioramento della qualità dell'acqua depurata.

Nonostante l'andamento crescente degli investimenti, la strada da fare è ancora molta, specialmente se il dato viene comparato alle risorse per la rete idrica dedicate da altri Paesi europei (Figura 1).

L'apporto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha sicuramente contribuito all'aumento degli investimenti in rete idrica, in particolare per la sua digitalizzazione. La Componente 4 della Missione 2 dedica quattro linee di intervento alle reti idriche, con risorse complessive pari a 4,38 miliardi. In termini di trasformazione digitale, è l'investimento 4.2 - Ridu-



zione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua - ad essere il più promettente. Con risorse pari a 900 milioni, di cui almeno il 40% da destinare alle regioni del Meridione, la misura punta ad una riduzione delle perdite nelle reti di acqua potabile (-15% di perdite su 15.000 km di rete), anche attraverso la digitalizzazione delle reti, al fine di ottimiz-

¹ Lo stato del SII è monitorato da ARERA che, di fatto, misura le performance degli operatori mediante sei indicatori di qualità tecnica: perdite idriche, interruzioni di servizio, qualità dell'acqua erogata, adeguatezza del sistema fognario, smaltimento fanghi in discarica, qualità dell'acqua depurata. I parametri sono stati definiti dalla delibera 917/2017/R/idr.

² Tuttavia, bisogna specificare il campione è composto da 49 business units al servizio di 38,1 milioni di utenti, quindi circa il 65% della popolazione, di cui però solo 5 sono però localizzate al Sud Italia.

³ Valore calcolato sul totale che esclude il Trentino Alto Adige. Fonte: I dati del servizio idrico integrato in Italia - Blue Book, 2023. In Italia, la gestione del SII non è uniforme ma è ancora soggetta ad elevata frammentazione. Si registrano 81 bacini in cui l'affidamento è avvenuto in maniera conforme alla normativa vigente, e nei quali risiede circa il 90% della popolazione nazionale, la restante porzione di popolazione è servita da gestori "in economia", ovvero in cui i Comuni gestiscono in economia il servizio idrico, con almeno una delle attività di acquedotto, fognatura e depurazione (o tutte, laddove il servizio è integrato) in capo allo stesso Comune.

zare la gestione della risorsa idrica, di ridurre gli sprechi e limitare le inefficienze. L'obiettivo finale, da raggiungere entro marzo 2026, è la realizzazione di almeno 25.000 Km di rete idrica intelligente, digitalizzata, moderna ed ef-

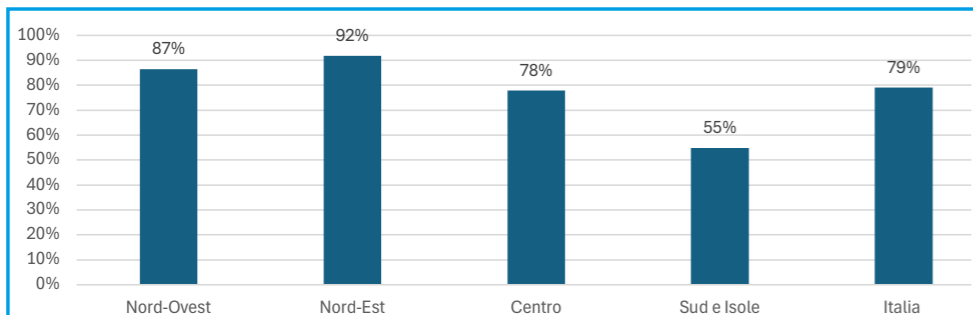


Figura 2. Incidenza di reti idriche georeferenziate nel 2021 (somma di reti di distribuzione e adduzione)
Fonte: Arera, 2023 dalla raccolta "Qualità tecnica - monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr)

ficiente (almeno 9.000 km di rete idrica a livello distrettuale entro il 2024 e almeno altri 16.000 km entro il marzo 2026).

I benefici della digitalizzazione delle reti idriche riguardano tutta la filiera, quindi ogni fase del ciclo dell'acqua, con benefici specifici differenti a seconda della fase del ciclo interessata. Ad esempio, nella prima fase di captazione delle acque, è possibile ottenere risparmi grazie a maggiori informazioni riguardo la qualità e quantità di risorsa idrica grezza, mentre in fase di potabilizzazione i vantaggi sono anche di tipo ambientale, come la riduzione nell'uso di agenti chimici e delle analisi di laboratorio e tramite guadagni in efficienza energetica. Vitale è poi la riduzione delle sospensioni di servizio e dei danni gravi. Sulla rete di acquedotto di distribuzione, digitalizzazione è sinonimo di minimizzazione delle perdite di rete, riduzione dei costi di gestione attraverso un'ottimizzazione dei processi, automazione della rete e centralizzazione dei controlli in una sala operativa unificata, individuazione e risoluzione delle criticità e degli elementi meno efficienti.

Sorvolando sulla digitalizzazione delle ultime fasi del ciclo, quindi fognatura e depurazione (sebbene anch'esse importanti ma sulle quali

l'Italia non presenta deficit strutturali tanto profondi quanto quelli osservati nelle fasi a monte), dai dati della Relazione Annuale 2022 dell'Autorità (2023) risulta che, nell'intera penisola, il 79% della lunghezza delle reti di acquedotto è stata georeferenziata⁴, in rialzo di 2 punti percentuali rispetto ai dati della Relazione Annuale 2020.

Questo significa che, per questa parte delle reti, le coordinate di posizione, insieme a alcune informazioni

tecniche come diametri e tipologia di materiale, sono state registrate e archiviate in formato digitale. La georeferenziazione è poi il punto di partenza per ogni applicazione più complessa. I passaggi successivi, particolarmente rilevanti sul fronte della riduzione delle dispersioni nelle reti idriche, sono la distrettualizzazione e il telecontrollo, ovvero la suddivisione delle reti in distretti omogenei più piccoli e che consentono il monitoraggio e l'analisi costante dei parametri idraulici, come portata e pressione. Ciò permette di intervenire in modo mirato per individuare perdite solo nei distretti in cui il monitoraggio ha rivelato dispersioni nascoste e di modulare pressione e portata a seconda della domanda degli utenti. Purtroppo, anche qui, il water service divide è lampante: dal campione di indagine di Utilitatis la rete idrica nel Meridione non risulta distrettualizzata nemmeno in minima porzione (Figura 3).

Oltre ad altre tecnologie, sia hardware che software, complementari e abilitanti, l'intelligenza artificiale (IA) può avere un ruolo di spicco nella riduzione delle perdite idriche, grazie alla manutenzione predittiva. Una volta mappata l'infrastruttura tramite georeferenziazione e distrettualizzazione, l'IA può indirizzare gli investimenti

in modo tempestivo, pianificando con attenzione le attività di manutenzione a lungo termine e soprattutto anticipando potenziali guasti prima che si verifichino, attraverso l'impiego di algoritmi predittivi e prescrittivi. Alcune utility hanno infatti già avviato questo processo avanzato di gestione in alcuni tratti della loro rete, modello che auspichiamo si diffonda ad altri operatori e in porzioni della rete sempre più estese.

L'IA può diventare un fattore abilitante di un SII più moderno e customerizzato anche tramite la sua integrazione nei modelli di gestione delle relazioni con i clienti, fungendo da complemento (più che da sostituto) agli operatori: le operazioni manuali come l'assistenza helpdesk e il supporto tecnico possono essere automatizzate attraverso l'uso dell'IA, dirottando il lavoro umano su operazioni a più alto valore aggiunto. Utilizzando il Natural Language Processing (NLP), l'IA può analizzare le e-mail, identificare la loro categoria e instradare le richieste al reparto appropriato.

Un'IA più avanzata potrebbe anche estrarre informazioni utili per la risoluzione delle richieste, come i dati degli utenti per la compilazione automatica di moduli contrattuali. Inoltre, l'IA generativa può fornire supporto immediato e di facile accessibilità attraverso chatbot personalizzate messe in campo dalle utility addestrando i large language model più sofisticati disponibili sul mercato sul proprio patrimonio informativo.

Un vantaggio significativo delle chatbot è la loro disponibilità 24 ore su 24, che può migliorare significativamente l'efficienza complessiva del servizio di assistenza a costi limitati. Con l'input dell'IA, gli operatori possono migliorare le previsioni di flusso di cassa considerando vari dati come le informazioni sui clienti, i prezzi delle materie prime e lo storico dei consumi. Inoltre, l'IA può aiutare nel controllo delle bollette dell'acqua, verificando la coerenza dei consumi e degli importi prima e dopo la stampa. Questo per-

mette agli operatori di anticipare i cambiamenti nel comportamento dei clienti e di garantire l'accuratezza delle bollette emesse.

Grazie ai progressi compiuti in conseguenza delle recenti riforme del PNRR, il processo di governance locale del Servizio Idrico Integrato (SII) è stato portato a termine in gran parte del territorio italiano. Tuttavia, in alcune zone del Paese persistono ancora difficoltà. Infatti, non si può considerare la rete idrica alla stregua delle altre utility, e per numerosi motivi: la costituzione del SII, che rimane essenzialmente un servizio pubblico, l'elevata frammentazione nella gestione del servizio e quindi i problemi di governance

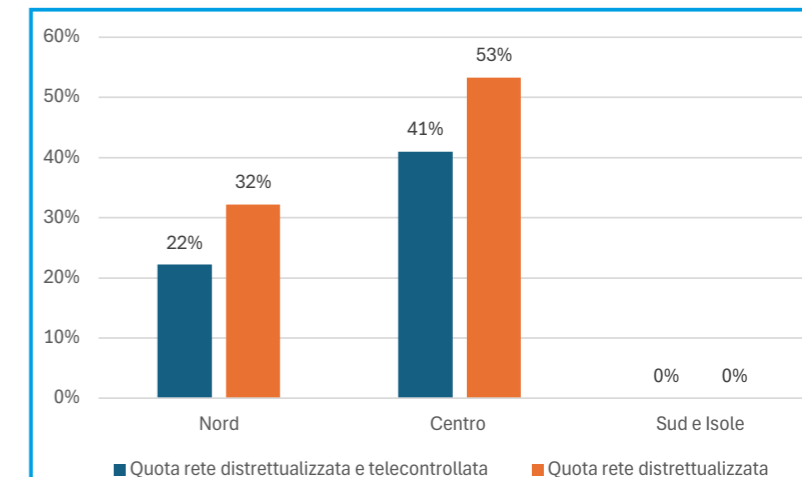


Figura 3. Incidenza di reti distrettualizzate e telecontrollate nel 2022
Fonte: Utilitatis, 2023

dello stesso, ma anche la (relativamente) recente ricaduta del settore sotto la regolazione di ARERA (2012) e la ancora più tarda spinta decisiva all'innovazione del settore, avvenuta nel 2017. Infatti, la definizione da parte di ARERA dei parametri di qualità contrattuale e tecnica (RQTI) e, soprattutto, dei meccanismi incentivanti di premi e penalità basati su detti parametri, risale al 2017. La priorità nel prossimo futuro per il SII deve essere sicuramente il drastico taglio delle perdite idriche e la sicurezza degli approvvigionamenti di acqua. Le applicazioni dell'IA possono aiutare, sebbene prima vada adeguatamente supportata, soprattutto al Sud, la mappatura della rete.



Emilia-Romagna: investiti più di 300 mln/euro nel 2022 per interventi servizio idrico integrato

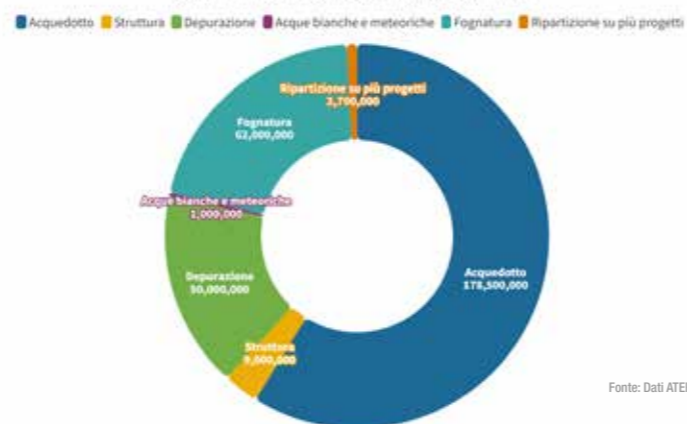
Nel 2022 in Emilia-Romagna sono stati investiti 303,7 milioni di euro in impianti e infrastrutture per il Servizio Idrico Integrato (acquedotto, fognatura e depurazione). Rispetto all'anno precedente, questo rappresenta un aumento di 26 milioni di euro. E' quanto comunica l'ATERSIR - Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna per i Servizi Idrici e Rifiuti in una nota.

Gli investimenti hanno permesso la realizzazione di 1078 interventi: circa 178,5 milioni sono stati destinati agli acquedotti, quasi 50 milioni alla depurazione, circa 62 milioni alla fognatura, quasi 1 milione per la raccolta e lo smaltimento di acque bianche e meteoriche, 9 milioni per interventi strutturali e 2,7 milioni distribuiti tra tutti i progetti. Questi dati - si legge nella nota - confermano l'impegno dell'Agenzia nell'ottimizzazione degli impianti per ridurre le perdite d'acqua, in linea con i principi e gli obiettivi stabiliti dalla L.R. 23/2011 che riconosce l'acqua come bene naturale e diritto umano universale. L'investimento corrisponde a circa 69 euro per ogni cittadino residente, finanziati tramite la tariffa del servizio idrico in Emilia-Romagna.

SERVIZIO IDRICO | Consuntivo 2022 - Emilia-Romagna

Investimenti suddivisi per tipologia di intervento (€)

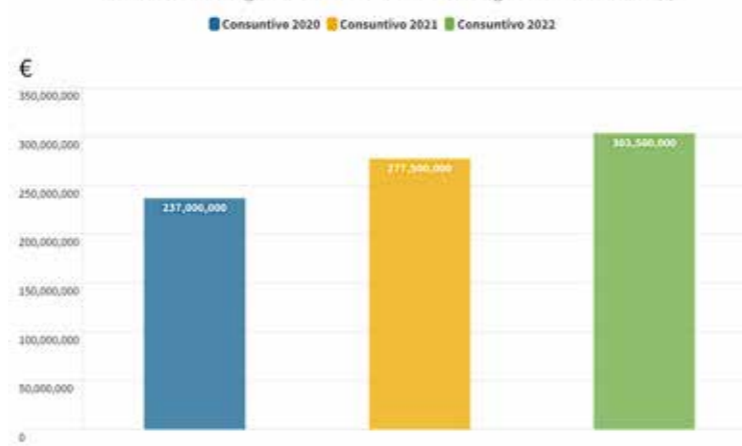
Su tutto il territorio regionale sono stati realizzati 1078 interventi



Fonte: Dati ATERSIR

SERVIZIO IDRICO | Consuntivo Investimenti 2022 - Emilia-Romagna

Confronto dei dati degli investimenti su tutto il territorio regionale dal 2020 al 2022 (€)



Fonte: Dati ATERSIR

Acquedotto pugliese e ACEA insieme per 30% acque del Sud

Contribuire al potenziamento della gestione degli invasi e delle infrastrutture idrauliche di Acque del Sud, un patrimonio con una capacità potenziale di 1 miliardo di metri cubi d'acqua all'anno utilizzata per scopi potabili, irrigui e industriali. E' questo l'obiettivo della collaborazione tra Acquedotto Pugliese (AQP) e ACEA. A partire da gennaio 2024, Acque del Sud ha assunto le funzioni precedentemente svolte dall'Ente per lo Sviluppo dell'Irrigazione e la Trasformazione Fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia (EIPLI).

I due gruppi nel settore del servizio idrico integrato, che servono complessivamente 14 milioni di cittadini e gestiscono 110 mila chilometri di reti, hanno firmato un accordo per partecipare insieme alla prossima gara pubblica che selezionerà il partner industriale di Acque del Sud. Secondo l'articolo 23 del decreto legge 44/2023, convertito nella legge 74/2023, il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), attuale azionista unico della società, può cedere quote fino al 30% a soggetti che ricoprono ruoli operativi e di responsabilità nella gestione. Per partecipare alla gara pubblica, AQP e ACEA formeranno un raggruppamento temporaneo di imprese (RTI) con quote paritarie. "Gestire con metodo industriale le grandi infrastrutture idrauliche del Sud Italia è fondamentale in particolare in questo periodo storico caratterizzato dal cambiamento climatico. Acquedotto Pugliese attinge gran parte dell'acqua dagli invasi lucani e campani e ha un sistema di grande adduzione di 5mila chilometri, un unicum nel panorama europeo per complessità, spesso direttamente interconnesso con le opere gestite da Acque del Sud. Questo fa di noi non solo un partner motivato al buon funzionamento di quelle opere, ma anche molto esperto nella gestione di

infrastrutture grandi e complesse. In partnership con ACEA riteniamo di poter dare slancio a questa nuova società garantendo così risorse

idriche adeguate a un'ampia area, motore dello sviluppo del Mezzogiorno", ha dichiarato il Presidente di AQP, Domenico Laforgia.

"La partnership siglata con AQP è frutto dell'intesa sottoscritta a giugno dell'anno scorso fra le due società e conferma l'obiettivo di mettere a fattor comune le reciproche competenze per cogliere strategicamente opportunità di investimento nel settore idrico, in particolare nel Sud Italia, area del Paese particolarmente esposta agli effetti del cambiamento climatico. Siamo certi che la collaborazione che nasce oggi fra Acea, primo operatore idrico industriale italiano, e AQP potrà garantire ad Acque del Sud infrastrutture efficienti e sostenibili a tutela della risorsa e a beneficio dello sviluppo del territorio. Crediamo, infatti, che il partenariato pubblico-privato rappresenti la modalità più efficace per finanziare adeguati investimenti e per una gestione industriale delle reti e delle opere idrauliche all'insegna delle tecnologie più avanzate", ha commentato Fabrizio Palermo, Amministratore Delegato e Direttore Generale di ACEA.



I due gruppi parteciperanno in RTI alla gara per diventare partner industriali della società che ha preso il posto di EIPLI. L'obiettivo: contribuire a rilanciare la gestione degli invasi e delle infrastrutture idrauliche del Mezzogiorno



Acea e Amazon web services: Mou per **innovazione** e sviluppo tecnologico

Firmato un Memorandum d'Intesa (MoU) per collaborare su iniziative strategiche nell'innovazione e nello sviluppo tecnologico, con un focus su intelligenza artificiale, IoT e sostenibilità. E' quanto annunciano Amazon Web Services (AWS) e ACEA.

Il memorandum, della durata di un anno, stabilisce diverse aree chiave di collaborazione tra AWS e ACEA per favorire la crescita territoriale tramite innovazione e riduzione dell'impronta di carbonio, sfruttando le soluzioni tecnologiche di AWS. Le due organizzazioni esploreranno il potenziale dei servizi cloud di AWS per ottimizzare i processi operativi e gestionali, migliorando l'efficienza e la qualità dei servizi offerti dal Gruppo ACEA in tutti i settori.

Nel settore idrico, si legge nella nota, l'obiettivo sarà sviluppare soluzioni intelligenti attraverso prototipi e modelli scalabili per prevenire perdite e ridurre l'impatto delle acque reflue mediante "Data Analysis" e "Predictive Maintenance", anticipando eventuali problemi operativi.

Nel settore energetico, i servizi cloud di AWS verranno utilizzati per aumentare la resilienza della rete elettrica, supportare le energie rinnovabili, migliorare l'efficienza energetica e creare uno "Smart grid data hub".

Si cercheranno soluzioni innovative anche per migliorare il servizio clienti, supportare l'archiviazione e l'elaborazione dei dati e ridurre la latenza nella fornitura dei servizi digitali agli utenti.

"Il memorandum con AWS permette di porre le basi per un nuovo percorso di innovazione, focalizzato sull'utilizzo delle tecnologie emergenti facendo leva sulle soluzioni tecnologiche offerte da AWS. Questo accordo consentirà ad ACEA di aver accesso a soluzioni e skill che rappresenteranno un acceleratore nel proprio percorso di innovazione digitale. Grazie alle soluzioni cloud e di AI fornite da AWS intendiamo rendere le città più vivibili e offrire nuovi servizi e opportunità economiche ai cittadini", ha affermato Giovanni Papaleo, Deputy General Manager Operations di ACEA.

"Questa collaborazione rappresenta un passo importante verso la digitalizzazione delle infrastrutture critiche in Italia. Combinando l'esperienza di ACEA nella gestione dei servizi pubblici essenziali con i servizi offerti da AWS, potremo abilitare nuove soluzioni intelligenti per ottimizzare le operazioni e migliorare la qualità dei servizi per i cittadini", ha affermato Sergio Gianotti, Head Public Sector AWS Italia.



Sede Legale
Via Giovanni Bensi , 8
20152 Milano (Italia)

Sede Operativa
Via per Cesano Boscone, 4
20094 Corsico (Italia)



Visita il sito
www.pamline.it



Visita il nostro
stabilimento



Intervista di Elena Veronelli a
Marco Lombardi
amministratore delegato di Acqualatina

Acqualatina: troppe perdite idriche (41%) per infrastrutture vetuste

In Italia si disperdono in media oltre 9mila m³/km/anno, pari a circa il 41% del totale immesso in rete. In particolare nell'Appennino Centrale, le perdite medie sono intorno al 48%. La causa? In particolare risiede nelle infrastrutture italiane troppo vetuste: il 60% è stato messo in posa oltre 30 anni fa (percentuale che cresce al 70% nei grandi centri urbani) e il 25% di queste supera i 50 anni (il 40% nei grandi centri urbani).

È quanto dice in questa intervista Marco Lombardi, amministratore delegato di Acqualatina, che sottolinea l'impegno della società di dotare il proprio territorio di "reti più moderne e digitali in modo da limitare il fenomeno delle dispersioni idriche". Un territorio che ha dovuto far fronte, negli anni, anche a diverse difficoltà legate alla qualità delle acque. Dunque, l'elemento comune di tutti i progetti di Acqualatina è "la digitalizzazione, in grado di accelerare ed efficientare i processi, creare modelli predittivi, consentire un monitoraggio centralizzato a beneficio di interventi repentini e risolutivi".

Quali sono i punti di forza del centro Sud e del bacino Mediterraneo? Quali sono le opportunità offerte dal territorio agli operatori del settore?

Il Centro-Sud Italia e il bacino del Mediterraneo presentano diverse caratteristiche interessanti in termini di risorse idriche, con specificità che possono variare da regione a regione.

Alcune aree, come quella in cui operiamo, possono beneficiare di riserve idriche significative, grazie a fiumi, laghi e bacini idrici che forniscono una base solida su cui poter contare. Per noi gestori idrici la sfida-opportunità diventa l'adozione di so-

luzioni che mirino alla tutela ambientale e alla sostenibilità a 360°, dall'aspetto ambientale a quello socio-economico.

Bisogna continuare ad investire per la stabilizzazione nel lungo termine dei risultati ottenuti.

E i punti di debolezza?

Sono sostanzialmente gli stessi che affliggono il settore in tutto il Paese. In Italia si disperdono in media oltre 9mila m³/km/anno, pari a circa il 41% del totale immesso in rete. Nel nostro distretto, quello dell'Appennino Centrale, le perdite medie sono intorno al 48%. D'altronde, il 60% delle infrastrutture italiane è stato messo in posa oltre 30 anni fa (percentuale che cresce al 70% nei grandi centri urbani) e il 25% di queste supera i 50 anni (il 40% nei grandi centri urbani).

Tuttavia, stiamo lavorando per dotare i nostri territori di reti più moderne e digitali in modo da limitare il fenomeno delle dispersioni idriche.

Nel nostro territorio inoltre abbiamo dovuto far fronte, negli anni, a diverse difficoltà legate alla qualità delle acque. Penso alla presenza di arsenico nell'area nord dell'Ato o al fenomeno dell'intorbidamento che si presenta periodicamente nell'area del sud pontino. Su entrambi questi fronti abbiamo fatto enormi passi avanti con risultati molto soddisfacenti.

Quali misure servirebbero da parte del Governo per efficientare maggiormente la rete idrica in Italia e in particolare nel centro sud?

Un apporto fondamentale è senza dubbio garantire una continuità nelle risorse da investire. Negli

ultimi anni gli investimenti nel settore idrico sono passati dagli 1,28 miliardi del 2018 agli oltre 2,60 del 2023 grazie anche al supporto di oltre 4 miliardi di fondi PNRR, che si stanno rivelando, dunque, una risorsa indispensabile.

Ma non possiamo fermarci qui.

Questi fondi non garantiranno la risoluzione di tutte le problematiche, che in alcune aree sono particolarmente insistenti. Mi riferisco in particolare allo stato delle reti. Bisogna continuare ad investire per la stabilizzazione nel lungo termine dei risultati ottenuti.

Quali sono i progetti a medio lungo termine di Acqualatina?

Nel 2023 il territorio dell'Ato4-Lazio Meridionale gestito dalla nostra Società ha ottenuto oltre 60 milioni di euro in fondi dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, finanziato dal NextGenerationEU dell'Unione Europea.

Fondi che verranno utilizzati per realizzare importanti interventi sul fronte della transizione digitale ed ecologica.

Questi fondi rappresentano un'opportunità per accelerare sui progetti in corso e per avviare la realizzazione di quelli in attesa di copertura finanziaria. Progetti che abbracciano appieno il valore della sostenibilità ambientale, in quanto si attestano come importanti azioni di tutela degli ecosistemi e di contrasto ai cambiamenti climatici.

L'elemento comune di tutti questi progetti è senz'altro la digitalizzazione, in grado di accelerare ed efficientare i processi, creare modelli predittivi, consentire un monitoraggio centralizzato a beneficio di interventi repentini e risolutivi.

Il focus dei progetti PNRR in Acqualatina risiede, appunto, nelle opere di digitalizzazione e ammodernamento della rete idrica, fondamentale anche a fronte dei cambiamenti climatici in atto.

E per quanto riguarda le sfide già vinte?

L'attività di depurazione ci ha permesso di ottenere importanti risultati contribuendo anche all'ottenimento di numerose Bandiere Blu, le uniche di tutto il litorale laziale, e incentivando di conseguenza il flusso turistico nel nostro territorio. Un

intervento che ha contribuito a sanare la difficile condizione preesistente.

E poi c'è la già citata lotta all'arsenico. Nel 2023 abbiamo installato il nuovo impianto di dearsenificazione presso Sardellane, centrale che serve oltre 250.000 cittadini della Pianura Pontina. L'impianto garantisce il mantenimento di un'ottima qualità e pressione dell'acqua distribuita in rete anche in condizioni difficili. Ed è solo l'ultimo, in ordine temporale, e si va infatti ad aggiungere a quello installato ad Aprilia (LT), uno dei più grandi di Europa. Con oltre 17 milioni di investimento, Acqualatina è stato il primo gestore italiano a portare i valori di arsenico entro i nuovi limiti UE ben prima del tempo stabilito.

Un'altra sfida storica del nostro territorio, come accennato in precedenza, è quella relativa al contrasto alla torbidità. Nel 2023 abbiamo fatto importanti passi avanti in tal senso. Infatti, abbiamo ammodernato totalmente la sala dreni della centrale Capodacqua. Con una portata di circa 600 litri al secondo, la centrale serve circa 100.000 cittadini. I 53 nuovi dreni ora stanno svolgendo un importante lavoro nel lenire i fenomeni di torbidità. Una sfida che, tra l'altro, si sta rafforzando grazie a un investimento di 2 milioni di euro da fondi PNRR per l'ammodernamento della centrale Mazzoccolo a servizio di due grandi Comuni del Sud Pontino: Gaeta e Formia.

E infine vorrei menzionare i progetti per l'installazione di un impianto di dissalazione mobile nell'isola di Ventotene, che verrà sostituito presto da uno definitivo, e di quello di prossima realizzazione nell'isola di Ponza. Una sfida storica che vinceremo rendendo le Isole Pontine totalmente autonome nell'approvvigionamento idrico, anche a fronte di avverse condizioni meteo e di fenomeni di siccità.

Da un punto di vista della transizione digitale, poi, abbiamo attivato supporti per ogni fascia di utenza: andiamo da un nuovo sportello centrale con colonnine 'touch', a un servizio di live chat online, una innovativa control room che permetterà il monitoraggio in tempo reale di

impianti e reti. Stiamo acquisendo le tecnologie che progressivamente ci consentiranno di digitalizzare l'intera rete idrica del territorio, vale a dire oltre 4.000km di condotte distributrici e 600km di adduttrici.

Una sfida che riguarda la transizione digitale, certo, ma anche l'inclusività, grazie allo sviluppo di sempre nuove risposte alle esigenze di ogni fascia della popolazione.

Con uno sguardo al futuro, cosa ci può dire?

Stiamo lavorando in un'ottica di lungo termine che guarda già oltre le milestone legate ai fondi PNRR, per il prosieguo del nostro percorso di sostenibilità a 360°. Il nostro è un approccio si-

stemico fondato sulla open innovation, e la strada che abbiamo tracciato proseguirà stabilmente sui binari di innovazione e digitalizzazione come leve per il miglioramento continuo del servizio e della qualità della vita quotidiana dei cittadini: di fatto la mission di ogni gestore di un servizio pubblico essenziale come il nostro.

Il principale obiettivo è passare dall'attuale sistema di gestione dell'imprevisto a un modello predittivo in grado di anticipare e governare con efficacia le diverse variabili di contesto, così da garantire il mantenimento degli obiettivi ottenuti e un sistema resiliente capace di fronteggiare la grande sfida del cambiamento climatico.



WATER MANAGEMENT SUITE

la piattaforma software
per la digitalizzazione intelligente
del sistema idrico
e per la gestione delle perdite.

Completa, puntuale, integrata nata dalla partnership tra



Incontriamoci ad H2O presso lo stand 388

per approfondire clicca qui!



NETRIBES
BUSINESS SOLUTIONS

NETRIBESI
SYSTEMS INTEGRATION

NETRIBECLOUD
CLOUD COMPUTING

IPERUTILITY
IT POWER SOLUTIONS

ICTCONSULT
UNIFIED COMMUNICATIONS

NETRIBELTRA
NEXT GEN SOLUTIONS

www.netribegroup.com

Sede Legale:
via della Costituzione 27/4
42124 Reggio Emilia - IT
tel: +39 0522 232378
email: info@netribegroup.com

A cura di
ANEA
Associazione Nazionale degli Enti di Governo d'Ambito per l'Idrico e i Rifiuti

Anea su revisione d.lgs. 152/2006: un'opportunità per la governance della regolazione nei settori ambientali?

Il D.Lgs. 152/2006 ha l'obiettivo di riordinare e unificare tutte le discipline in materia ambientale. Il testo negli anni è stato oggetto di una rilevante stratificazione di interventi di modifica e aggiornamento



e contiene tutte le principali norme in materia (ad esempio spaziando dalle previsioni per il rilascio delle autorizzazioni alle misure sulla tutela del suolo e dei corpi idrici, passando per la gestione delle risorse idriche e dei rifiuti, solo per citarne alcune). Come affermato anche nel Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e il Ministro delle Riforme e della Semplificazione Normativa, il D.Lgs. 152/2006 necessita quindi di una profonda attività di revisione anche alla luce delle recenti modifiche apportate alla Costituzione (in particolare per quanto riguarda gli articoli 9 e 41) e dei principi euro-unitari e internazionali.

Con il sopracitato decreto viene costituita presso l'Ufficio di Gabinetto del MASE una commissione interministeriale di 33 esperti con i compiti di elaborare uno schema di legge delega per il riassetto e la codificazione delle normative vigenti in materia ambientale con lo scopo di raccoglierle in un unico testo normativo (entro il 30 settembre 2024) ed elaborare lo schema di uno o più decreti legislativi attuativi dei principi e criteri direttivi della legge delega (entro il 30 giugno 2025). Rispetto a quanto precedentemente previsto, vengono individuati tempi più ampi per la predisposizione degli

atti anche per promuovere la partecipazione. Viene infatti previsto che nelle sedute di lavoro la Commissione possa avvalersi anche dell'audizione di istituzioni, stakeholder, associazioni di categoria, enti e società "in house" vigilati dal MASE.

Per quanto riguarda il Servizio Idrico Integrato (come anche per quello dei rifiuti), questo processo di revisione del D.Lgs. 152/2006 può rappresentare non solo l'opportunità per aggiornare e rendere maggiormente armonico il testo in base alle novità che si sono stratificate in questi anni con l'obiettivo di facilitarne l'implementazione, ma anche l'occasione per sistematizzare le funzioni dell'architettura multilivello della regolazione, al fine di statuire in modo decisivo il ruolo degli Enti di Governo dell'Ambito anche attraverso un inquadramento giuridico che consenta di garantire il rafforzamento delle strutture tecniche (in linea con le sfide che sono chiamati ad affrontare) e il grado di indipendenza dai Comuni coerente con il ruolo di regolatore locale.

Per questi motivi, è fortemente auspicabile che gli Enti di Ambito e la loro associazione nazionale ANEA vengano coinvolti sin dalla fase iniziale dei lavori della commissione interministeriale, così da tener conto del contributo di idee e di esperienza che i regolatori locali potranno dare sia in merito al Servizio Idrico Integrato sia a quello dei rifiuti.



dP de palma
thermofluid

TECNOLOGIE INDUSTRIALI E NAVALI

De Palma Thermofluid s.r.l. affonda le sue radici negli anni '60 all'epoca della prima grande espansione edilizia. Distribuendo caldaie in ghisa, radiatori per il riscaldamento domestico la famiglia De Palma ha dimostrato la sua serietà e professionalità.

Nel 1990 iniziò il passaggio generazionale che avrebbe portato alla gestione dei figli Cesare e Daniela con una redistribuzione dei compiti e il riassetto professionale. Daniela è subentrata quale responsabile della gestione amministrativa e Cesare si occupa della gestione strategica della società, coordinando l'attività del suo staff tecnico composto da ingegneri di diverse specializzazioni. Negli ultimi anni è arrivata la terza generazione con il compito di coordinare le attività di Service.

L'azienda è attualmente organizzata in due divisioni:

INDUSTRIAL DIVISION

La **divisione industriale** opera per fornire prodotti e tecnologie in grado di produrre, intercettare, regolare e controllare tutti i fluidi industriali quali il vapore, l'acqua surriscaldata, olio diatermico, l'acqua refrigerata, l'aria calda e fredda. La divisione industriale è in grado di risolvere problemi legati al processo produttivo delle industrie Alimentari, Chimiche, Tessili, Farmaceutiche, e di ogni altra attività dove ci siano fluidi che portano energia termica o che svolgono un ruolo necessario al processo produttivo.

La divisione industriale De Palma Thermofluid dispone di un'importante e accurato magazzino di componenti e ricambi, fondamentali per l'intervento manutentivo immediato ed è in grado di reperire, attraverso una fitta rete di fornitori, componenti anche importanti in tempi brevi. Negli ultimi anni, la divisione si è specializzata nell'assemblare e fornire valvole pneumatiche ed elettriche, utilizzando componenti di costruzione italiana, di aziende con le quali ha oramai rapporti consolidati e di certificata qualità.

Negli ultimi anni sono nate due nuove funzioni, Service e Lab, per supportare le attività delle divisioni Industrial e Marine:

LAB

Nasce come funzione R&D De Palma Thermofluid, sviluppando numerosi progetti con Enti di ricerca Pubblici come il CNR, il Politecnico di Bari e l'Università di Bari, ma anche con aziende provate che richiedono un partner affidabile ed esperto.



MARINE DIVISION

La **divisione Marine** si pone quale consolidato punto di riferimento per le più importanti compagnie da crociera del mondo sia nelle attività di reperimento dei materiali di consumo, acquistati direttamente dai costruttori mondiali, sia nella specifica attività di ascolto e risoluzione delle problematiche di processo.

La divisione Marine di De Palma Thermofluid opera per fornire prodotti e tecnologie in grado di produrre, intercettare, regolare e controllare tutti i fluidi industriali quali il vapore, l'acqua surriscaldata, refrigerata e osmotizzata, l'aria calda e fredda, l'acqua di mare, i grassi, i combustibili, i gas e tutti i fluidi alimentari.

La divisione Marine dispone di conoscenze circa articoli di meccanica, illuminotecnica, elettrotecnica, arredamenti cabine, ponti di comando e zone tecniche, equipaggiamento di emergenza e di protezione individuale, controllo accessi, interventi di manutenzione e riparazione su processo e parti meccaniche direttamente a bordo.

SERVICE

Dall'esperienza decennale nei settori Industrial e Marine nasce "De Palma Thermofluid Service", marchio avente come scopo quello di unire in sé tutte le professionalità dei partner appartenenti alla rete creata da De Palma Thermofluid negli anni.



Utilities, firmato il contratto per la nascita della **Rete Sud**

Firmato a Napoli da 9 utilities del Mezzogiorno il Contratto di Rete che costituisce la Rete Sud, attraverso la quale le imprese associate a Utilitalia



hanno deciso di fare squadra per migliorare i servizi offerti ai cittadini ed affrontare congiuntamente le principali sfide operative, finanziarie e regolatorie del momento. Promossa da Utilitalia - scrive la Federazione - la Rete Sud è un progetto chiave per il rilancio degli investimenti infrastrutturali nei settori dell'acqua, dell'ambiente e dell'energia che, secondo un approccio sussidiario, pone le basi per compensare i limiti che derivano da un'eccessiva frammentazione gestionale. Primo esempio nel Mezzogiorno nel comparto dei servizi pubblici locali, il network di imprese promuoverà lo sviluppo coordinato delle aziende, funzionerà da centrale di committenza per l'approvvigionamento congiunto di beni e servizi strumentali e favorirà la condivisione di alcune attività e servizi tra i gestori. Attraverso questo strumento le utilities aderenti potranno supportarsi vicendevolmente su tre direttrici prioritarie: essere più efficaci e competitive negli approvvigionamenti, intercettare agevolmente le opportunità di finanza pubblica a loro destinate e porsi proattivamente nei confronti del regolatore e della Pubblica Amministrazione con

proposte condivise. Sono inoltre allo studio nuovi obiettivi che la Rete aggiungerà al proprio programma nel corso dei prossimi mesi. I firmatari di Rete Sud che si sono incontrati per la firma del Con-

tratto sono: ABC Napoli, Acquedotto Pugliese (Bari), AMG Energia (Palermo), ASIA Benevento, ASIA Napoli, Messinaservizi Bene Comune, SEA Servizi e Ambiente (Campobasso), Snie (Nola) e Sorical (Catanzaro). Al contempo diverse altre aziende hanno già mostrato il loro interesse verso il progetto al quale contano di aderire nei prossimi mesi.

"Con questa iniziativa - spiega il presidente di Utilitalia, Filippo Brandolini - la Federazione intende fornire un contributo concreto per un maggiore sviluppo dei servizi pubblici al Sud, che soffrono una eccessiva frammentazione e una ancora troppo diffusa presenza di gestioni in economia. Fare rete tra i gestori è un passo importante per rafforzare il sistema delle imprese dei servizi pubblici secondo una logica industriale, un percorso obbligato per migliorare i servizi forniti ai cittadini e per generare impatti positivi sull'occupazione e sull'indotto locale". Utilitalia si è avvalsa della consulenza strategica di Bip per la strutturazione dell'operazione e della consulenza legale di Studio Parola e Associati per la stesura del Contratto di Rete.

Aquanexa acquisisce il 60% di IDEA

Acquisito il 60% di IDEA attraverso Aquanexa, la piattaforma avanzata di soluzioni integrate per il futuro dell'industria idrica. E'

quanto annuncia Algebris Green Transition Fund in una nota.

IDEA è un'azienda specializzata nella realizzazione chiavi in mano di sistemi di gestione dati e monitoraggio per asset e reti idriche. La società ha installato i sistemi di telecontrollo per il servizio idrico in Italia e offre soluzioni digitali e hardware per la misurazione delle performance operative e gestionali, la manutenzione dei sistemi e dei software installati, e l'integrazione IoT, inclusa la fornitura di Smart Meter per il ciclo idrico.

Nel 2023 IDEA ha generato ricavi per circa 32 milioni di euro e un EBITDA di circa 3,2 milioni di euro. L'acquisizione di IDEA - si legge nella nota - mira a creare un grande gruppo industriale basato su esperienza e competenza, composto da partner interessati a sfruttare le opportunità del settore idrico e a costruire una nuova realtà industriale specializzata. IDEA formerà la linea di attività "data measuring" all'interno dei servizi offerti da Aquanexa, affiancando l'ingegneria delle reti gestita da Datek22.

L'ingresso di IDEA segna un progresso nella strategia di crescita di Aquanexa, consolidando la sua posizione nel settore delle soluzioni digitali e operative per la gestione e l'innovazione delle risorse idriche e supportando la transizione verso un utilizzo più sostenibile dell'acqua. Aquanexa prevede di continuare a crescere nei prossimi mesi con ulteriori acquisizioni per arricchire l'offerta con nuove partnership mirate e sviluppare i servizi già disponibili.

Andrea Lanuzza, Amministratore Delegato di Aquanexa ha dichiarato: "Siamo entusiasti di

integrare IDEA nel nostro gruppo, un nuovo partner che ci consente di continuare a espandere la nostra offerta per rispondere

alle crescenti esigenze del mercato idrico. Aquanexa, infatti, si rivolge al mercato come un "one-stop-shop" per i suoi clienti, in grado di offrire un'ampia gamma di servizi sia sulle reti sia sugli asset, rispondendo alle richieste da parte degli operatori del settore idrico anche in ambito digitalizzazione. Grazie al nostro approccio unico e integrato siamo pronti a guidare il settore verso un futuro più sostenibile ed efficiente".

Pasquale Talento, Amministratore Delegato di IDEA ha aggiunto: "La digitalizzazione è un passaggio fondamentale anche per il settore idrico, ed esprime il suo massimo potenziale se vi sono le condizioni abilitanti di base: capacità di intervenire con servizi e tecnologie sulle infrastrutture per il loro efficientamento e per aumentarne le performance. L'approccio di Aquanexa mette al centro i servizi alle utility integrando tecnologie virtuali e infrastrutture fisiche".

Luca Valerio Camerano, Managing Director e Senior Partner di Algebris Transition Fund, ha commentato: "L'acquisizione di IDEA è il secondo importante passo nel perseguimento della strategia che vede Aquanexa operare da protagonista nella trasformazione digitale e operativa del settore idrico, un segmento che storicamente ha attratto pochi investimenti ma che risulta cruciale se si vuole andare verso una vera transizione ambientale ed energetica. Stiamo già monitorando il mercato

con l'obiettivo di individuare ulteriori acquisizioni, per arricchire il portafoglio partner e offrire sia nuovi servizi ingegneristici e tecnici sia innovazioni tecnologiche e legate all'IoT".



Fanghi depurazione, HBI: aumento di capitale di 15 mln/euro

HBI, azienda italiana che ha sviluppato e applicato la prima tecnologia poligenerativa per il trattamento dei fanghi da depurazione in ottica di economia circolare, annuncia un aumento di capitale fino a 15 milioni di euro riservato a un pool di nuovi investitori.

Il round di investimento di Serie A vede CDP Venture Capital partecipare come lead investor, con il Green Transition Fund, che utilizza risorse stanziare dall'UE tramite l'iniziativa Next-Generation EU, e con il Fondo Evoluzione.

Entrano inoltre nel capitale di HBI l'imprenditore Bruno De Guio, Finanziaria Internazionale Investments, la SGR del gruppo Finint, e altri investitori, tra cui le holding di partecipazioni Bizac e Afra e il manager Gabriele Mazzeletti. Questi si vanno ad aggiungere agli azionisti esistenti, tra i quali il



Founder e CEO Daniele Basso, che resta azionista di riferimento, il co-founder Renato Pavanetto, NovaCapital, la holding di partecipazioni presieduta da Paolo Merloni, Carretta, Next Generation Venture e Roleo.

I fanghi da depurazione sono ancora oggi gestiti come rifiuti. La tecnologia poligenerativa sviluppata da HBI consente invece di recuperarne oltre il 90% dei materiali ricavandone acqua, energia rinnovabile e materie prime seconde. Ciò permette di abbattere drasticamente la destinazione dei fanghi in discarica o il loro incenerimento, così come l'importazione di fertilizzanti dall'estero.

HBI stima che il mercato delle soluzioni innovative, circolari e sostenibili per il trattamento dei fanghi di depurazione possa generare, solo in Italia, un valore economico superiore ai 500

milioni di euro all'anno, mentre la commercializzazione di CRM recuperate dai fanghi potrebbe produrre un ulteriore valore aggiunto per circa 200-300 milioni di euro all'anno.

Con un volume di 3.2 milioni di tonnellate/anno (2021) l'Italia è il terzo paese europeo per produzione annuale di fanghi. Oggi circa la metà viene smaltita in discarica o all'incenerimento senza alcuna attività di recupero. La quasi totalità della parte restante ha come destino prevalente lo spandimento in agricoltura senza alcuna attività di decontaminazione da materiali pericolosi e potenzialmente inquinanti (quali, ad esempio, i metalli pesanti), né di recupero di materie prime come il fosforo e il magnesio. Una situazione a cui si aggiungono gli effetti del trasporto dei fanghi. Secondo uno studio presentato da Utilitalia, il Centro ed il Sud hanno esportato circa 480.000 tonnellate di fanghi verso altre regioni, soprattutto del Nord.

Per le inadempienze nel trattamento dei fanghi

di depurazione l'UE ha aperto una serie di procedure di infrazione nei confronti dell'Italia, l'ultima delle quali (la quarta) costa alla collettività almeno 60 milioni di euro all'anno. La tecnologia HBI consente di superare questa situazione e, adottata su scala nazionale, di generare un risparmio per le imprese e per la collettività stimato tra i 120 e i 150 milioni di euro annui.

La tecnologia messa a punto da HBI - scrive la società - consente di chiudere il ciclo idrico integrato, recuperando l'acqua contenuta nei fanghi ed estraendo materie critiche e strategiche quali il fosforo e il magnesio, utilizzabili come basi rinnovabili per la produzione di fertilizzanti agricoli sostenibili, prodotti per i quali oggi l'Europa dipende da forniture extra UE. Quella di HBI è inoltre una tecnologia autonoma dal punto di vista energetico, perché reimpiega l'energia contenuta nei fanghi stessi, ed è un sistema perfettamente integrabile agli impianti di digestione anaerobica esistenti.



Gestione idrica: è l'Italia di sempre

a cura di
Fabrizio Stelluto
Responsabile Ufficio Comunicazione ANBI

Sbertucciato per l'acronimo (PNISSI) non certo facile, il Piano Nazionale di Interventi Infrastrutturali e per la Sicurezza del Settore Idrico è l'esempio di un'Italia che fatica ad uscire dallo stereotipo che non solo la contorna, ma la condanna.

Il Piano apre indubbiamente una pagina nuova, affermando un principio di programmazione sulla base delle esigenze espresse dai territori; il problema è che le necessarie risorse (circa 12 miliardi di euro per 418 interventi) non ci sono e dovranno essere reperite, nel corso degli anni, nelle more di bilanci non solo risicati, ma espressione di un Paese tanto capace in emergenza, quanto poco propenso ad investire in prevenzione idraulica, nonostante sia dimostrato si spenderebbe cinque volte meno che intervenire per riparare danni, senza considerare il tributo in vite umane, né il blocco allo sviluppo economico-sociale delle comunità locali.

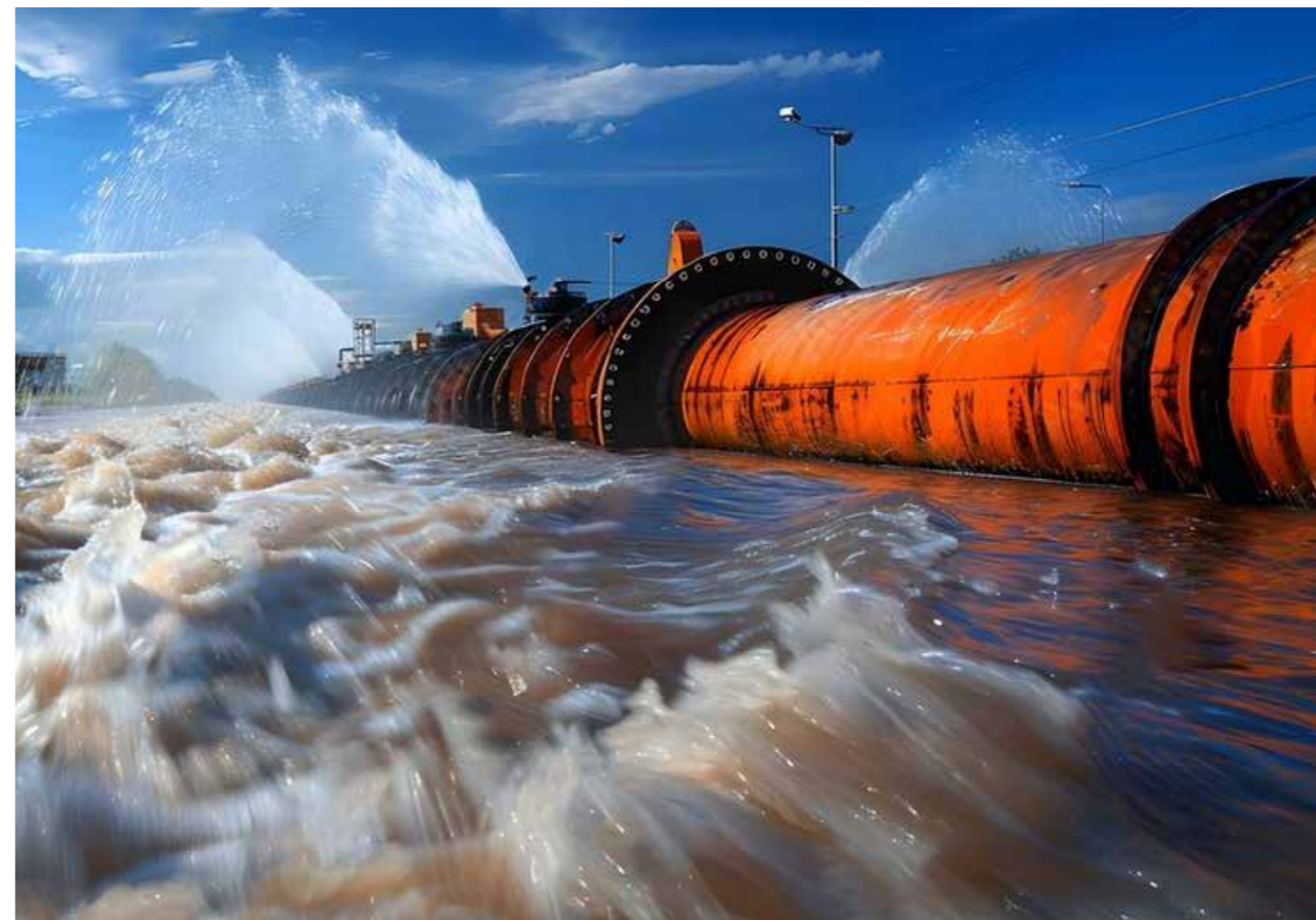
Di fronte a questo, evidente limite, che condiziona pesantemente il Piano, si segnala il "beau geste" del ministro che, accanto ad una cinquantina di milioni destinati ad incentivare l'a-

vanzamento delle progettazioni di opere già pianificate, si è dichiarato pronto a finanziare, con ulteriori 900 milioni del suo dicastero, un primo stralcio di programmazione; il tutto, però, subordinato alla pubblicazione del decreto interministeriale di approvazione del nuovo PNISSI in Gazzetta Ufficiale. A distanza di qualche settimana, questo non è ancora avvenuto e l'esperienza insegna che quello, che dovrebbe essere un atto scontato, è in realtà condizionato dalle fibrillazioni della politica oggi attraversata dalle conseguenze delle elezioni europee e già proiettata a posizionarsi in vista di prossime scadenze elettorali. Ogni provvedimento, quindi, diventa oggetto di trattativa e rivalsa, allungando i tempi di scelte altresì urgenti di fronte all'incedere della crisi climatica.

Se la media italiana per realizzare un'opera pubblica è pari a 11 anni, di cui 8 dedicati all'iter burocratico, è facile capire che si inaugurano opere già vecchie ancora prima di entrare in funzione. Ad essere emblematico è ancora una volta proprio il PNISSI, che contiene opere importanti, progettate da tempo e per questo

figlie di un'Italia, dove siccità ed alluvioni erano eventi eccezionali e certo non ricorrenti come in anni recenti. Ecco, dunque, il perché di una presenza di bacini, sottostimata rispetto alle attuali necessità e cui bisognerebbe dare risposta, finanziando un piano nazionale di invasi multifunzionali (la proposta ANBI-Coldiretti per 10.000 serbatoi entro il 2030 ne è un esempio) per rispondere, pur nel rispetto delle priorità di legge, alle molteplici esigenze, che oggi gravano sulle risorse idriche (civili, irrigue, idroelettriche, ambientali, industriali, ricreative, di laminazione delle piene, ecc.); al contempo è necessario avviare un piano straordinario di manutenzione del territorio, ad iniziare dallo sghiaimento dei bacini esistenti e la cui capacità è mediamente ridotta del 10% per la presenza di sedimenti sui fondali. In questo quadro di grave difficoltà idrica per il Paese (la drammatica siccità nelle regioni meridionali sta risalendo la Penisola, evidenzian-

do segnali preoccupanti anche nel Lazio ed in Abruzzo) riappare lo spettro del Deflusso Ecologico che, riducendo la distribuzione idrica sui territori per aumentare le portate minime nei corsi d'acqua, rischia di avere conseguenze negative non solo sugli ecosistemi e sull'economia agricola, ma anche sulla produzione idroelettrica, aumentando i rilasci verso valle. Figlia di una Direttiva Quadro Acque, che certo non contemplava la crisi climatica ed il crescente andamento torrentizio dei fiumi italiani, l'applicazione della normativa sul Deflusso Ecologico necessita di ulteriori approfondimenti, ma soprattutto di un'accelerazione nell'infrastrutturazione e nell'innovazione irrigua dei territori; nel frattempo, è opportuno un ulteriore rinvio, che non rende certo merito, però, alla capacità programmatica del nostro Paese. Ma questa è l'Italia e qui si chiude il cerchio iniziato nelle righe sopra.



Emiliaambiente presenta Best Practice

La digitalizzazione applicata alla rigenerazione della rete idrica e l'educazione all'uso sostenibile della risorsa-acqua: queste le tematiche su cui EmiliaAmbiente è stata invitata a presentare le proprie best practice nell'ambito dell'Assemblea Generale della rete SERN - Sweden Emilia Romagna Network - che si è svolta a fine maggio a Luleå, nel Nord della Svezia.

L'Ufficio Ingegneria della società - si legge nella nota - ha giocato un ruolo chiave nel workshop "La gestione della risorsa idrica nel contesto del cambiamento climatico", dove sono state presentate iniziative di successo con impatti concreti sulla problematica della scarsità idrica.

Gli ingegneri Elena Bocciarelli e Kleidis Tafaruci hanno illustrato il progetto, avviato nel 2021, con cui la società ha adottato il gemello digitale delle reti di acquedotto e fognatura. Questo strumento supporta la gestione ordinaria del Servizio Idrico Integrato, facilitando l'individuazione e la riduzione di sprechi energetici e perdite idriche, e contribuisce alla definizione del Piano Operativo degli Investimenti 2024-2029, che prevede circa 50 milio-



Gli ingegneri Elena Bocciarelli e Kleidis Tafaruci hanno illustrato il progetto, avviato nel 2021, con cui la società ha adottato il gemello digitale delle reti di acquedotto e fognatura

ni di euro di investimenti nei prossimi sei anni. La creazione del gemello digitale rappresenta inoltre il primo passo verso una gestione predittiva del sistema tramite algoritmi di Intelligenza Artificiale, con l'obiettivo finale di ottenere un cruscotto di indicatori della gestione tecnico-amministrativa dell'azienda, accessibile in tempo reale e conforme ai requisiti di qualità tecnica e commerciale dell'Autorità di settore.

Il secondo evento in cui EmiliaAmbiente ha apportato il suo contributo è stato il seminario "Accrescere la consapevolezza ed educare all'uso razionale dell'acqua". In questa occasione, Ilaria Gandolfi dell'Ufficio Comunicazione ha presentato i primi dieci anni della Scuola dell'Acqua, un laboratorio didattico permanente dedicato alla risorsa-acqua, al Servizio Idrico Integrato e alla sua gestione sostenibile, promosso gratuitamente dall'azienda nelle scuole del territorio dal 2014. Coinvolgendo oltre 14 mila studenti di età compresa tra i 6 e i 18 anni, il progetto - si legge nella nota - rappresenta un impegno concreto per far comprendere la complessità e l'importanza della gestione delle risorse idriche. Attraverso un approccio ludico e interattivo, basato sulla relazione e sulla sperimentazione, le giovani generazioni sono incoraggiate a andare oltre il semplice gesto di aprire il rubinetto, modificando la loro percezione dell'acqua come risorsa scontata e illimitata.

Presenti nella delegazione anche il Direttore Generale di EmiliaAmbiente, Marco Giorgi, e la responsabile dell'Area Servizi Societari, Monica Caffarra. Giorgi ha partecipato in qualità di Presidente del Collegio dei Revisori dei Conti di SERN, mentre Caffarra ha rappresentato l'azienda nella seduta assembleare, durante la quale il network ha definito le priorità e le azioni strategiche per il prossimo futuro.

ATS: al via uso della tecnologia smartball per ricerca perdite

Arriva la tecnologia della Smartball in Veneto da Alto Trevigiano Servizi (ATS) per ispezionare le condotte idriche e individuare eventuali perdite con un margine di errore di solo un metro. Questa

tecnologia, già utilizzata con successo a livello globale, rappresenta un grande passo avanti per ATS nel migliorare la ricerca delle perdite e garantire un servizio idrico più efficiente e sostenibile. E' quanto comunica ATS in una nota.

La SmartBall è una sfera con un nucleo in lega di alluminio che contiene una fonte di alimentazione, componenti elettronici e strumenti tecnici. Inserita nelle condotte in pressione e in servizio, rotola al loro interno analizzando lo stato delle tubazioni. Viene poi catturata ed estratta a valle. Durante l'ispezione, la SmartBall è monitorata costantemente tramite sensori acustici e GPS lungo la linea, permettendo di correlare i dati di ispezione con le distanze percorse e identificare la posizione esatta di eventuali perdite.

Il progetto - si legge nella nota - è iniziato con l'ispezione della rete idrica adduttrice della Comunità Montana Bellunese, che serve un vasto bacino di utenti con circa 45 litri/secondo. In passato, non era stato possibile attivare un sistema preciso di ricerca perdite su questa condotta lunga quasi 30 km che attraversa i comuni di Setteville, Segusino e Valdobbiadene, senza



interrompere il servizio di erogazione. Dopo una fase preliminare di studio e calibrazione dei sensori, le attività sul campo sono iniziate con l'introduzione e l'estrazione della SmartBall su un primo tratto di

12 km. Nei prossimi giorni, l'ispezione continuerà sui tratti rimanenti, seguita dalla programmazione delle riparazioni delle perdite individuate.

"Questa tecnologia rappresenta un passo avanti significativo nella nostra capacità di rilevare e localizzare perdite occulte lungo le nostre condotte. La SmartBall ci consente di ispezionare le condutture mentre sono in servizio, senza interrompere il flusso dell'acqua. La precisione dei dati che siamo in grado di ottenere con questa tecnologia è senza precedenti e ci permette di individuare rapidamente le perdite, riducendo al minimo gli sprechi e migliorando l'efficienza del nostro servizio", hanno dichiarato il Presidente di ATS Fabio Vettori e il Direttore di ATS Pierpaolo Florian.

ABC Napoli: interventi ammodernamento e digitalizzazione reti idriche (37 mln/euro)

Al via nuovi interventi per modernizzare e digitalizzare le reti idriche. E' quanto comunica Abc, l'azienda speciale del Comune di Napoli per la gestione integrata delle acque. Il commissario straordinario, Andrea Torino, ha firmato le delibere per l'affidamento dei lavori come suo primo atto in carica. Questi interventi, finanziati con 37 milioni di euro ottenuti dal Ministero delle Infrastrutture tramite il Pnrr, sono stati approvati lo scorso maggio.

"La totale condivisione di intenti tra Comune e Azienda speciale ha consentito di raggiungere tutti gli obiettivi di finanziamento del Pnrr, con 37 milioni di euro che consentono un monitoraggio di grande qualità per le perdite idriche e molti interventi impiantistici. Adesso è importante mantenere i tempi di realizzazione", ha dichiarato l'assessore alle Infrastrutture, Edoardo Cosenza.

"Si tratta di un atto importante che finalizza il lavoro svolto nei mesi precedenti per rendere l'azienda sempre più efficiente e per consegnare alla città e ai cittadini un servizio sempre più all'avanguardia", commenta il commissario Andrea Torino.

La proposta progettuale 'Abc4Innovation - transizione digitale e tecnologica verso lo smart water system della città di Napoli' mira a realizzare interventi sulle reti di distribuzione idrica per ridurre le perdite e implementare una completa digitalizzazione, consentendo un monitoraggio più capillare e continuo. Oltre al finanziamento del Pnrr, Abc contribuisce con un investimento proprio di ulteriori 7 milioni di euro.

"Queste azioni si inseriscono nel solco di un percorso metodologico avviato per innovare la gestione della risorsa idrica nell'ottica di una transi-

zione dei modelli operativi verso la creazione di uno Smart Water System con particolare riferimento agli obiettivi quantitativi legati alla riduzione delle perdite da attuare entro il 2026", evidenzia il direttore generale, Sergio De Marco.

Il progetto si articola su sei linee principali:

- Installazione di strumenti smart e nuova piattaforma: La mappatura digitale e una sala controllo permetteranno la supervisione, gestione e ottimizzazione della rete in modo semplice e intuitivo. Il nuovo sistema SCADA introdurrà benefici innovativi per la gestione della rete idrica, migliorandone l'efficienza operativa e manutentiva, e permettendo interventi automatici da remoto;
- Distrettualizzazione delle reti e controllo attivo delle perdite: Con l'installazione di smart meters, sarà possibile incrementare la conoscenza dei flussi in uscita dai distretti, ottenendo una distrettualizzazione più efficace dell'intera rete di distribuzione;
- Pre-localizzazione delle perdite: Saranno acquistati ulteriori 500 sensori acustici noise-logger per monitorare circa 250 km aggiuntivi di rete idrica. Adeguamento delle fontane cittadine.
- Rifunzionalizzazione delle fontane più importanti e rappresentative della città;
- Manutenzione straordinaria e sostituzione di tratti di rete idrica: È prevista la sostituzione di circa 27 km di rete idrica;
- Installazione di strumenti di smart-metering: Si prevede l'installazione di ulteriori 115 mila contatori digitali nelle case dei cittadini, migliorando la trasparenza sui consumi e promuovendo un utilizzo sostenibile della risorsa idrica grazie al finanziamento del Pnrr.

Viacqua, oltre 4 mila contatori smart grazie ai fondi Pnrr

È iniziata anche a Cogollo del Cengio la sostituzione massiva dei contatori a cura di Viacqua, che fino a fine luglio sarà impegnata a rinnovare un totale di 1.670 apparecchi. Squadre all'opera anche a Sarcedo e fino a fine agosto, dove i contatori da sostituire saranno in totale 2.400. E' quanto fa sapere una nota di Viacqua.

I vecchi contatori analogici verranno così sostituiti dai nuovi misuratori smart che consentono maggiore precisione di misurazione, la trasmissione di dati per il monitoraggio in tempo reale dei consumi e di eventuali anomalie lungo la rete, inclusa quella domestica.

Grazie ai fondi comunitari del NextGenerationEU, attraverso il progetto PNRR del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti "Sustainable Water Management - RETI DI DISTRIBUZIONE AMBITO BACCHIGLIONE", il Consiglio di Bacino

Bacchiglione con i gestori Viacqua, AcegasApsAmga e acquevenete si è aggiudicato un finanziamento del valore di 33 milioni di euro per ridurre le perdite lungo le reti acquedottistiche. All'interno delle azioni previste dal progetto, Viacqua si occuperà del rinnovo complessivo di 34.000 contatori in 10 Comuni serviti dall'acquedotto consortile dell'Astico (Breganze, Caltrano, Carrè, Chiuppano, Cogollo del Cengio, Marano Vicentino, Salcedo, Sarcedo, Thiene, Zugliano).

Lungo questo acquedotto, infatti, si registra una media di perdite pari al 37% che potranno scendere al 23% entro il 2025 grazie agli interventi programmati. Questa serie di azioni permetterà così di recuperare oltre 2 milioni di metri cubi d'acqua.



Culligan: acqua potabile dal mare per contrastare crisi idrica

Il cambiamento climatico e i conseguenti eventi meteorologici estremi hanno spinto governi e aziende, sia pubbliche che private, a riflettere sul futuro delle risorse idriche, rivolgendosi alla scienza e alla tecnologia per trovare soluzioni efficaci. In Italia, numerose tecnologie di desalinizzazione a osmosi inversa sono già impiegate per produrre acqua dolce di qualità per usi industriali e di servizio, come l'acqua per piscine in ambito alberghiero, o per ottenere acqua potabile in zone soggette a siccità, come aree insulari, comunità isolate, camping e strutture ricettive.

E' quanto scrive Culligan in una nota, che afferma di aver scelto la tecnologia di desalinizzazione a osmosi inversa Culligan SW EVO per proteggere le risorse idriche. Questa soluzione recupera fino al 50% dell'acqua di processo ed è programmabile per un utilizzo flessibile e personalizzato, con applicazioni sia su piccola che larga scala. Le nuove tecnologie di recupero energetico riducono al minimo i consumi e i costi operativi, e la modularità consente una rapida installazione.

Le esigenze e i tipi di utenza che possono beneficiare delle tecnologie di desalinizzazione a osmosi inversa sono molteplici e richiedono soluzioni personalizzate. Pertanto, il processo di filtraggio dell'acqua deve essere affrontato con un approccio integrato che consideri anche la conservazione, il riutilizzo e il trattamento dell'acqua di mare, insieme ai costi di gestione e alla sostenibilità ambientale.

La desalinizzazione a osmosi inversa - si legge nella nota - offre vantaggi diretti e indiretti per le comunità e le aziende che ne fanno uso, renden-

dole indipendenti dal prelievo di acqua dalla rete, beneficiando così la collettività poiché l'acqua rimane disponibile per altre utenze che potrebbero non avere accesso a questa tecnologia.

Queste caratteristiche rendono la tecnologia adatta a contesti residenziali, industriali e della pubblica amministrazione. I dissalatori Culligan sono disponibili in sette modelli, con portate da 5 a 40 m³/h, per trattare acque con salinità fino a 3.000 ppm di TDS. Grazie all'osmosi inversa, la salinità dell'acqua può essere ridotta da 37.000 ppm a circa 320 ppm, comparabile all'acqua oligominerale, con un'efficienza di filtraggio e rimozione del sale e dei contaminanti del 99%, garantendo un'acqua potabile sicura. La tecnologia ottimizza anche il pH, proteggendo le membrane dell'impianto da incrostazioni e mantenendo la qualità e il gusto dell'acqua.

"L'emergenza idrica è un tema che tocca tutti, non solo i professionisti del trattamento delle acque. Culligan ha scelto di impegnarsi concretamente per favorire il risparmio dell'acqua, rigenerarla e rimetterla in circolo, attraverso la campagna divulgativa Save Water, rivolta ad aziende, progettisti e decision maker della Pa, oltre che al pubblico", ha spiegato Lauro Prati, che continua: "La corretta gestione dell'acqua è un tema che riguarda davvero tutti noi. Fare cultura della sostenibilità significa prima di tutto coinvolgere le persone, ma anche offrire loro tecnologie a basso impatto e consumi ridotti, coniugando risparmio idrico ed economico".

Culligan IW EVO è stata già applicata con successo in diversi contesti, tra cui spicca l'Isola d'Elba, che ospita 31.000 residenti e accoglie fino a 3 milioni di turisti in estate. Per l'isola, Culligan ha

progettato e prodotto quattro linee di osmosi inversa per la desalinizzazione dell'acqua di mare, convertendola in acqua potabile con una capacità di 80 litri al secondo, pari a 288 m³/h, sufficienti a soddisfare le esigenze estive di residenti e turisti.

L'acqua ottenuta rispetta i livelli di salinità e di Boro inferiori a quelli stabiliti dalle normative italiane (Decreto legislativo 18/2023 e 31/2001) grazie alle membrane di seconda generazione LG Chem NanoH2O, che offrono una reiezione del sale del 99,89-99,88%, la più alta del settore, e una reiezione del Boro del 93%.

La soluzione - si legge nella nota - non solo garantisce la qualità dell'acqua, ma è anche a basso

impatto ambientale e a ridotto consumo energetico. Per minimizzare i consumi, il sistema utilizza una pompa a pistoni più efficiente rispetto a quella centrifuga e un recuperatore isobaro con pompa booster. Il corretto dimensionamento dell'impianto e l'uso di sistemi per il recupero dell'energia sono ulteriori vantaggi che derivano dalla specializzazione e dalla capacità di personalizzazione di Culligan.

L'esempio dell'Isola d'Elba dimostra che la tecnologia di desalinizzazione a osmosi inversa, se adeguatamente applicata e gestita, può essere una soluzione concreta e replicabile per affrontare la scarsità di acqua potabile in qualsiasi contesto accessibile all'acqua marina.



a cura di
Elena Prous
area comunicazione Anima Confindustria

Acqua trattata, tra abitudini e pregiudizi. Fare corretta informazione per salvaguardare le risorse

“L’acqua è il principio di tutte le cose”, diceva un famoso filosofo greco. Il ruolo dell’acqua nella vita e nelle attività umane è infatti da sempre centrale, e da sempre interseca grandi temi sociali e ambientali. Un argomento così vasto che, come tutti i grandi temi, è spesso circondato da confusione e notizie contrastanti, ma oggi più che mai merita una corretta informazione per garantire la salvaguardia di una risorsa così preziosa.

Acqua del rubinetto, una risorsa a portata di mano

Grazie allo sviluppo tecnologico e all’attenzione posta sull’importanza delle risorse idriche, l’Italia è in grado di offrire ai suoi cittadini un’acqua del rubinetto di altissima qualità, riconosciuta tra le migliori in Europa, rispondente a un apparato normativo e regolatorio costantemente aggiornato e rigorosamente controllata dalle autorità competenti, nel pieno interesse della salute e del benessere dei consumatori. Salvo sporadiche interruzioni della fornitura, localiz-

zate e prontamente segnalate dalle autorità, la cosiddetta “acqua del sindaco” in Italia è non solo del tutto potabile, ma salubre ed economica: secondo le stime, il costo oscilla tra 89 centesimi (Milano) e 4,45 euro (Siena) al metro cubo, cioè ogni 1000 litri. Tuttavia, la percezione degli italiani rispetto all’acqua del rubinetto, influenzata da abitudini e pregiudizi, spesso non rispecchia questi dati di realtà, denotando invece una diffusa mancanza di consapevolezza. Nel risalire alle cause di questo fenomeno, va ricordato che l’acqua del rubinetto è controllata fino al punto di consegna, ossia il contatore. È nell’ultimo tratto che talvolta, durante il passaggio attraverso tubature vetuste o non recentemente mantenute, l’acqua può assumere caratteristiche che ne alterano il sapore e l’odore, rendendola meno gradevole. È a questo punto che si può intervenire ricorrendo alle apparecchiature per il trattamento dell’acqua, come caraffe filtranti o altri sistemi di filtraggio e affinamento. Queste tecnologie, come detto, non svolgono un’azione di “depurazione”

o “potabilizzazione”, agendo per l’appunto su un’acqua di per sé già potabile, salubre e pulita come previsto dai rigidi requisiti stabiliti dal DL 18/2023.

A cosa servono i sistemi di trattamento dell’acqua potabile

Senza modificarne la già garantita salubrità, le tecnologie per il trattamento dell’acqua consentono di agire sulle caratteristiche organolettiche delle acque migliorandone la gradevolezza al gusto e all’olfatto, modificando la temperatura di erogazione o conferendo l’effervescenza e riducendo ove necessario la concentrazione di calcare. Grazie all’azione su tali caratteristiche, le apparecchiature di affinamento incentivano i consumatori a ricorrere a una risorsa che è già a loro disposizione, con i conseguenti benefici sulla sostenibilità ambientale che il consumo di acqua a km 0 comporta.

Come ricorda Aqua Italia, l’associazione che in Anima Confindustria rappresenta le imprese che producono tecnologie di trattamento delle acque primarie, è di prioritaria importanza garantire la corretta e più completa informazione dei cittadini in materia di acqua potabile, nel migliore interesse dei consumatori e dell’ambiente. Proprio con questo scopo, nel 2013 è stato pubblicato dal Ministero della Salute il DM 23/2013 e sono state successivamente redatte le “Linee guida sui dispositivi di trattamento delle acque destinate al consumo umano ai sensi del D.M. 7 febbraio 2012, n. 25” contenute nel rapporto Istisan 15/08 a cura dell’Istituto Superiore di Sanità, alla cui redazione Aqua Italia ha partecipato attivamente.

Sempre in linea con le indicazioni dell’Istituto Superiore di Sanità, il ricorso ai sistemi di filtraggio contribuisce in modo importante a valorizzare il consumo dell’acqua di rete e a promuovere abitudini e stili di vita sostenibili, anche grazie alla riduzione del consumo e del trasporto della plastica. A testimonianza dell’utilità nella riduzione della plastica immessa in ambiente,

le apparecchiature di trattamento delle acque potabili rientrano tra le categorie di prodotto previste e consigliate dal Decreto 6 novembre 2023 “Adozione dei criteri ambientali minimi per gli affidamenti relativi ai servizi di ristoro e alla distribuzione di acqua di rete a fini potabili”.

Acqua trattata, qualità e salute

È da sfatare anche il pregiudizio infondato secondo cui i sistemi di trattamento potrebbero in qualche modo alterare le proprietà nutritive dell’acqua potabile poiché, come ricorda il presidente di Aqua Italia, Fabrizio Leoni «Non esiste legame tra il trattamento dell’acqua e una funzione sanitaria. In nessun modo, come afferma la ricca letteratura giuridica e scientifica dedicata, trattare l’acqua potabile con i dispositivi di affinamento può nuocere alla salute né tanto meno rendere l’acqua “non potabile”. L’eventuale azione di alcuni tipi di tecnologie sulla concentrazione di calcio e magnesio non ha incidenza considerabile rilevante sul corpo umano, dato che la quantità di nutrienti e sali minerali che assumiamo attraverso l’acqua è trascurabile rispetto a quella assunta dagli alimenti». Infatti, è ancora l’Istituto Superiore di Sanità a sottolineare che l’acqua potabile non è la principale fonte di elementi essenziali per l’uomo, intervenendo per una quota stimata tra 1% e il 20% del fabbisogno totale, a seconda degli elementi. Inoltre, il contenuto di minerali nelle diverse acque di rubinetto è estremamente variabile in funzione dell’origine della risorsa idrica e dei trattamenti che l’acqua subisce nel corso della potabilizzazione e distribuzione.

Per diffondere corretta informazione e buone pratiche a tutela dell’ambiente, l’associazione Aqua Italia si impegna con progetti e iniziative, oltre a mettere a disposizione articoli e approfondimenti su acquadicasa.it, nel costante impegno a migliorare e incentivare l’accesso a una risorsa troppo spesso data per scontata.



Accadueo, oltre il 90% dello spazio disponibile già prenotato

Grandissimo interesse e partecipazione delle società del settore idrico ad ACCADUEO, la manifestazione internazionale per i professionisti del settore idrico che quest'anno si terrà presso la Nuova Fiera del Levante di Bari, dal 27 al 28 novembre 2024. Le registrazioni per l'evento sono ufficialmente aperte: i partecipanti possono assicurarsi l'accesso prenotando il ticket gratuito attraverso il sito ufficiale www.accadueo.com.

A meno di 5 mesi di distanza dalla manifestazione, oltre il 90% dello spazio disponibile è già occupato: circa 100 aziende hanno confermato la presenza a Bari, esponendo le tecnologie e i materiali più all'avanguardia per supportare il processo di modernizzazione del servizio idrico, dalla riduzione delle perdite idriche alla fornitura continua di acqua potabile di qualità.

Oltre 35 invece i Patrocinatori dell'iniziativa. Platinum Sponsor è Acquedotto Lucano, Gold Sponsor sono Idromet Service e Michele Battezzati Srl. Silver Sponsor: Acquatech, Lucana Utensili, P-TREX, Società del Gres.

La parte espositiva di ACCADUEO sarà arricchita da un ricco programma convegnistico e formativo (scopri il programma). Due giorni di workshop, convegni e seminari per trovare insieme soluzioni efficienti per combattere la crisi climatica e idrica.

Numerose associazioni collaboreranno all'organizzazione di eventi formativi su temi di prioritario interesse per il settore idrico.

Durante la due giorni, si parlerà di riuso, digitalizzazione, dissalazione, irrigazione, recupero, depurazione e di tutte quelle tecnologie innovative che contribuiscono a minimizzare le perdite idriche, a garantire la fornitura continua di acqua potabile di qualità e a modernizzare le infrastrutture nell'ottica dell'economia circolare. Tutti argomenti affrontati da sempre in occasione di ACCADUEO, che a Bari verranno calati nella realtà del territorio. Il Centro Sud ha infatti problematiche e potenzialità specifiche. Tranne poche eccezioni, in generale il servizio idrico del Centro Sud ad oggi è più inefficiente e registra perdite idriche superiori a quelle del Nord Italia.

Si cercherà di capirne le motivazioni e trovare possibili soluzioni insieme.

Temi portanti della prima giornata saranno la nuova direttiva UE e il regolamento comunitario per la depurazione, il trattamento e il riutilizzo delle acque reflue, con un particolare focus sulle strategie per l'economia circolare. Argomenti affrontati con un apposito convegno, a cura di BFW in collaborazione con ISTAT. Sempre il 27 novembre è previsto un convegno sulla digitalizzazione dei sistemi idrici e delle acque reflue, a cura dell'Associazione Idrotecnica Italiana, in collaborazione con Isle Utilities e BFW.

La seconda giornata si focalizzerà sull'approvvigionamento idrico e gli usi dell'acqua nei principali comparti d'uso (civile, agricolo, industriale), le criticità in essere e le possibili soluzioni e strategie da mettere in campo, in un'ottica di benefici raggiungibili (sociali, ambientali ed economici). Inoltre, durante il convegno a cura di Acquedotto Pugliese e CSSI-Centro Studi

Sistemi Idrici, si parlerà degli indicatori di performance ed il ruolo della transizione digitale nella gestione dei sistemi acquedottistici.

Nell'ambito della seconda giornata saranno presentati i risultati della ricerca a cura di Centro Studi Enti Locali, tra i patrocinatori della manifestazione, intitolata "Sostenibilità del settore idrico locale: capacità di innovazione e capacità di spesa", volta ad esplorare le prospettive future del settore idrico locale, focalizzandosi sulle strategie più efficaci per stimolare gli investimenti delle realtà pubbliche e private presenti sul territorio.

Lo studio si concentrerà sull'analisi della sostenibilità economica con un focus particolare sulla realtà del Centro-Sud Italia, che si trova ad affrontare sempre più spesso emergenze legate agli approvvigionamenti idrici. Verranno esaminati, nello specifico, due fattori chiave: la tendenza all'innovazione nel settore delle reti idriche e la disponibilità di investimenti per la realizzazione di interventi strutturali.



Il decreto pratiche ecologiche e la nuova stagione per lo sviluppo del biogas e del biometano agricolo in Italia

Perché i produttori nel settore biometano esportano il loro prodotto all'estero, in particolare verso la Germania?

Idrogeno in rete, fino a dove ci si può spingere tra regolatori di pressione e sistemi di sicurezza per le reti gas?

Nuove partnership per decarbonizzare industria e mobilità

Trasporti marittimi, i porti verso veri e propri hub energetici multi-commodity

La trasformazione delle raffinerie in "Energy Hub"

CCUS, il futuro sarà il riciclo chimico della CO₂?

Serve un'Autorità geotermica nazionale per la semplificazione delle autorizzazioni?



energia



Intervista di Elena Veronelli a
Matteo Cimenti
Presidente di Assogasliquidi-Federchimica

Assogasliquidi: gpl e gnl indispensabili per abbattere emissioni senza stravolgere economia

Bene le istituzioni italiane. Da capire quelle Ue. È questo il giudizio di Matteo Cimenti, Presidente di Assogasliquidi-Federchimica, sulle strategie italiane ed europee nel settore del GPL, GNL e di tutte le declinazioni bio.

“Sul fronte nazionale al momento vediamo chiarezza e unità di intenti. Quanto alle istituzioni europee occorre capire quale sarà l’indirizzo politico: se l’intenzione è quella di abbattere decisamente le emissioni senza stravolgere l’economia dei paesi comunitari, GPL e GNL - sempre più nelle loro declinazioni di prodotti bio rinnovabili - sono indispensabili”, dice in questa intervista Cimenti.

In ogni caso, le prospettive generali di crescita dei gas liquefatti sembrano buone. Anche in Europa “cominciamo ad avvertire un certo pragmatismo che ci auguriamo sia la base per una riconsiderazione di alcune scelte che noi definiamo “improvvide” come quella legata al bando del motore a combustione interna al 2035”.

Nell’intervista Matteo Cimenti fa poi un quadro della situazione del mercato dei gas liquefatti e sulle azioni e le misure che servirebbero per una maggiore crescita.

I gas liquefatti sono fondamentali per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione indicati a livello europeo e nazionale nel medio e lungo periodo. Può farci un quadro del mercato nazionale?

Partiamo dal GPL: i dati sui consumi disponibili si riferiscono a maggio e si attestano sulle 255mila tonnellate nel mese, in termini percentuali significa +4,1% rispetto a maggio 2023. Il consolidato

nel periodo gennaio-maggio è pari a 1,4 milioni di tonnellate, per un incremento del 2,6% rispetto all’analogo periodo dell’anno precedente.

Il settore si aspetta di più, e in particolar modo dai due maggiori segmenti che sono l’autotrazione e la combustione.

Riguardo la prima, le vendite di nuove auto sono in costante crescita dal post pandemia ad oggi. Nel mese di maggio si è registrato un calo per la prima volta dopo un trend ininterrotto di incremento ma con ogni probabilità ha inciso l’attesa per gli incentivi statali.

Continua invece il trend negativo delle conversioni che, dal 2000 ad oggi, hanno registrato un decremento dell’82,6%.

Per quanto riguarda i consumi, i volumi di GPL commercializzati si suddividono equamente fra i canali dell’autotrazione e della combustione: nel primo, la domanda di GPL nel 2023 è stata pari a 1,54 milioni di tonnellate, mentre il secondo ha fatto registrare volumi pari a 1,6 milioni di tonnellate. L’industria italiana ritiene che il GPL possa offrire il proprio contributo alla decarbonizzazione ma il Paese deve credere di più nelle sue potenzialità e sostenerlo. Sul fronte autotrazione, a breve partiranno gli incentivi per la conversione a GPL di auto euro 4-6 e questo potrà sicuramente contribuire alla riduzione delle emissioni sia di polveri sottili che di CO₂, favorendo, al contempo, anche il rilancio dei consumi di un settore nel quale l’industria italiana rappresenta un’eccellenza a livello globale.

Nel frattempo, il settore guidato da Assogasliqui-

di-Federchimica sta lavorando nella ricerca per ottenere una produzione adeguata di miscela GPL composta al 40% di componenti bio e rinnovabili (bioGPL e DME rinnovabile).

Per quanto riguarda il GNL, i dati del rapporto SSLNG Watch realizzato da MBS Consulting, evidenziano segnali di crescita dell’intera filiera: nel 2023 sono arrivate a 293 le attività asservite dal GNL (+10% rispetto al 2022) distribuite nei diversi canali di utilizzo. Tra questi, il settore del trasporto stradale pesante rappresenta il traino del settore con 159 punti vendita (con una crescita del 13,5% grazie a 19 nuovi impianti rispetto all’anno precedente) ed una flotta circolante complessiva di 4.900 mezzi.

Per quanto riguarda lo sviluppo infrastrutturale, si registrano sette nuovi impianti di produzione di bioGNL per un totale di 18 e una capacità produttiva di 40.000 t/a di bioGNL. Nel 2024 sono in corso di realizzazione 5 nuovi impianti con ulteriori 7 in fase di progettazione. Sempre più ampia disponibilità di bioGNL è poi attesa tramite l’utilizzo del servizio di Virtual Liquefaction offerto dagli impianti di rigassificazione.

In particolare nel settore del trasporto marittimo qual è la situazione?

Nel trasporto marittimo sono 22 le navi operanti

nel Mediterraneo alimentate a GNL (4 nuove unità rispetto al 2022) e 4 le bettoline utilizzate per il bunkeraggio navale. Si prevede che al 2030 la maggior parte delle imbarcazioni alimentate a GNL saranno navi da crociera, che potranno effettuare operazioni di bunkeraggio presso i principali porti del Mediterraneo: qui sarà però fondamentale che vengano adottate in tempi brevi procedure tecnico/amministrative omogenee ed uniformi in tutti i porti nazionali per l’effettuazione delle operazioni di bunkeraggio e, in questo senso, la nostra Associazione è fortemente impegnata nell’apposito Tavolo di lavoro istituito presso la competente direzione generale del Ministero dei Trasporti.

E nel mondo come è la situazione?

Il mercato GPL nel mondo ha un’ottima vitalità ma l’Europa e l’Italia in particolare vantano una leadership soprattutto grazie alla presenza di un’industria della componentistica che rappresenta un’eccellenza nazionale, contraddistinta da una forte internazionalizzazione.

Per quanto riguarda il GNL, il nostro Paese è partito dopo alcuni altri grandi Paesi europei (per esempio Spagna e Germania) ma li ha in poco meno di un decennio raggiunti e superati soprattutto per quanto concerne lo sviluppo dei punti vendita che distribuiscono GNL a favore dell’au-



totrasporto. Per quanto riguardale infrastrutture di approvvigionamento, il nostro Paese può contare oggi su due depositi che offrono servizi di Small Scale LNG e, tramite i fondi stanziati dal Piano nazionale complementare al PNC, entro il 2026 potrà contare su ulteriori iniziative che garantiranno sicurezza energetica e disponibilità di prodotto maggiore, a tutto vantaggio anche del Sud dell'Italia.

Quali sono le prospettive future di questi carburanti?

Dipende molto dalle scelte che farà l'Europa nel medio lungo periodo. Ma cominciamo ad avvertire un certo pragmatismo che ci auguriamo sia la base per una riconsiderazione di alcune scelte che noi definiamo "improvvide" come quella legata al bando del motore a combustione interna al 2035. Pensiamo che una corretta analisi sull'intero ciclo di vita dei carburanti (che la Commissione UE dovrà fare entro il 2026)

potrà garantire anche ai biocarburanti ed altre soluzioni rinnovabili (come i recycled carbon fuels) di essere abilitati nel percorso di decarbonizzazione della mobilità sia leggera che pesante.

Di recente è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Ecobonus. Tra gli investimenti previsti, un fondo di 10 milioni di euro sarà destinato ad incentivare la trasformazione a gpl (400 euro ad intervento) o a gas naturale (800 euro) di auto a carburanti tradizionali con motorizzazione da Euro 4 in su. Un commento? Cos'altro servirebbe per far decollare il settore?

E' un intervento che proponevamo da tempo ai nostri referenti politici e abbiamo finalmente trovato una risposta positiva dal Governo e in particolare dal MIMIT che ha dimostrato attenzione verso l'industria che rappresentiamo.

Le nostre aziende hanno accolto positivamente questa misura: rilancia i consumi, la distribuzione e componentistica italiana del GPL, e oltretutto

permette al Governo di venire incontro alle tante famiglie che anche non hanno le risorse per acquistare un'auto pur potendo contare sugli incentivi per l'acquisto del nuovo. In questo modo si permette loro di continuare a circolare, risparmiando notevolmente e impattando molto di meno sull'ambiente.

C'è infine un grande effetto sull'indotto, perché in questo modo vengono coinvolte le tantissime officine sparse in tutto il territorio nazionale.

Questa è la direzione giusta e andrebbero fatte considerazioni analoghe anche nel settore della combustione, dove le caldaie a GPL di ultima generazione (a condensazione) potrebbero garantire - se correttamente sostenute con una politica di incentivo alla sostituzione - maggiore efficienza, minori consumi per gli utenti e riduzioni significative in termini di emissioni di anidride carbonica a maggior ragione se sempre più alimentate con miscele di bioGPL e DME rinnovabile.

E per quel che riguarda gli altri carburanti liquidi rinnovabili, cosa chiedete alle istituzioni nazionali ed europee?

Sul fronte nazionale al momento vediamo chiarezza e unità di intenti. Quanto alle istituzioni europee occorre capire quale sarà l'indirizzo politico: se l'intenzione è quella di abbattere decisamente le emissioni senza stravolgere l'economia dei paesi comunitari, GPL e GNL - sempre più nelle loro declinazioni di prodotti bio rinnovabili - sono indispensabili.

Occorre non limitare lo spazio di manovra al solo vettore elettrico e considerare le emissioni durante tutto il ciclo di vita dell'energia.

Per quanto riguarda il settore del GNL, a livello nazionale occorre introdurre alcune

misure come ad esempio un credito di imposta strutturale per le spese connesse all'acquisto del carburante GNL/BioGNL, un maggior supporto in termini di incentivo all'acquisto di mezzi con questa alimentazione da parte delle imprese di autotrasporto, oltre alla riduzione del pedaggio autostradale per questi veicoli e l'esenzione dal pagamento della tassa automobilistica, in linea con quanto fatto già in alcune Regioni.

Nel trasporto marittimo, è necessario ridurre le tasse portuali per le imbarcazioni alimentate a GNL/bioGNL, standardizzare la normativa sul rilascio delle autorizzazioni per operazioni di bunkering a GNL/bioGNL, adottando la linea guida del Corpo nazionale VVF insieme alla competente Direzione genarale del MIT ed il Comando generale delle Capitanerie di Porto e definire il nuovo quadro strategico sul settore marittimo in attuazione del Regolamento AFIR (riguardante l'infrastruttura per i combustibili alternativi) che valorizzi l'utilizzo di questo carburante nel settore marittimo, anche nell'ottica della nuova regolamentazione ETS.

Nel settore del GPL, i target di potenzialità di produzione di bioGPL (700.000 tonn.) e di DME rinnovabile (750.000 tonn) al 2030 previsti nel PNIEC sono un importante obiettivo che - per gli impieghi del prodotto sia negli usi di combustione sia in quelli come carburante per l'automotive - garantiscono una riduzione rilevantissima dell'impronta carbonica del GPL tale da renderlo conforme ai criteri di sostenibilità fissati a livello comunitario. Per far sì che le imprese possano continuare negli investimenti è però necessario sia un supporto economico - tramite la creazione di un apposito fondo per lo sviluppo dei gas rinnovabili liquefatti che sostenga l'impegno privato per raggiungere l'obiettivo al 2030 (come fatto già sia per lo sviluppo del fotovoltaico che per quello del biometano) - sia un quadro normativo diverso ed abilitante, con la revisione del bando del motore a combustione interna ed una applicazione della recente direttiva "Case green" che non ponga divieti all'utilizzo delle caldaie quanto esse sono certificate per essere alimentate con gas rinnovabili".





Intervista di Elena Veronelli a
Flavio Merigo
Presidente di Assogasmetano

Trasporti, Assogasmetano: biometano strategico ma necessaria visione a lungo termine

Il biometano rappresenta una risorsa strategica per il nostro Paese: potrebbe coprire, nel 2030, il 40% di tutto il fabbisogno energetico dell'intera mobilità nazionale. Tant'è che le cifre relative agli investimenti evidenziano che vi è un volume crescente di fondi destinato al settore della produzione di biometano per i trasporti.

È quanto evidenzia in questa intervista Flavio Merigo, Presidente di Assogasmetano, spiegando al contempo le ragioni per cui, nonostante le enormi potenzialità, il settore del biometano non decolla come potrebbe.

Tra queste la situazione "paradossale dal punto di vista regolatorio": come spiega Merigo "da un lato la produzione di biometano è supportata politicamente da una serie di provvedimenti europei", come il REPowerEU e la direttiva RED III. "Dall'altro manca, invece, un pieno riconoscimento da parte della politica dei benefici multipli derivanti dal biometano, in aggiunta alla produzione di energia, quali la gestione dei rifiuti o l'agricoltura rigenerativa". In questo quadro - dice Assogasmetano - è "necessaria una prospettiva regolatoria di lungo termine".

Quanto il settore dei trasporti può contribuire alla decarbonizzazione e all'indipendenza energetica dell'Italia?

Il settore trasporti è stato, ingiustamente, additato negli ultimi anni come uno dei maggiori responsabili degli effetti sui cambiamenti climatici. La soluzione ideologica al problema è stata identificata nel massiccio ricorso alla mobilità elettrica, purtroppo dimenticando che la produzione

dell'elettricità poggia ancora ed in modo considerevole, sui carburanti fossili.

Passato il momento inebriante ci si è accorti che bisognava affrontare il problema in maniera pragmatica e che era necessaria una gradualità d'azione. In questo "nuovo" contesto si è iniziato ad accordare sempre maggior peso al ruolo dei biocarburanti sia a sostegno dell'ambiente che dell'economia nazionale. Tra di essi un ruolo importante a livello nazionale ed internazionale, spetta di diritto al biometano, l'unica fonte rinnovabile tra i combustibili per i trasporti.

Perché il biometano risulta strategico ai fini della decarbonizzazione e dell'economia circolare?

Perché consente di massimizzare il recupero energetico da residui organici di matrice agricola, fanghi di depurazione e FORSU. Si ottiene dal processo di upgrading del biogas, è un biocombustibile flessibile e programmabile, permette di aumentare la quota di energie rinnovabili e la diversificazione (indipendenza) dell'approvvigionamento delle fonti energetiche del sistema energetico nazionale. Esso rappresenta, dunque, una risorsa strategica per il nostro Paese che potrebbe coprire, nel 2030, il 40% di tutto il fabbisogno energetico dell'intera mobilità nazionale.

Quali sono le prospettive di crescita del settore del biometano?

Secondo stime CIB (Consorzio Italiano Biogas) l'Italia sarebbe nelle condizioni di raggiungere una produzione di 10 miliardi di metri cubi di biometano

no al 2030, interamente prodotto da digestione anaerobica, di cui almeno 8 da matrici agricole, pari a circa il 15% dell'attuale fabbisogno annuo di gas naturale e ai due terzi della potenzialità di stoccaggio della rete nazionale.

La produzione nazionale, appena completati gli impianti attualmente in costruzione, si attesterà nel corrente anno su 3 miliardi di m³/anno e nel giro di pochi anni può arrivare ai 6 miliardi m³/anno con l'obiettivo di raggiungere i 10 miliardi di m³/anno entro il 2030.

Veicolato nella rete tradizionale di trasporto del gas per essere distribuito nei trasporti, il biometano può contribuire in misura notevole al raggiungimento dei target europei al 2030, con un risparmio complessivo di gas a effetto serra rispetto al ciclo vita del metano fossile tra l'80 e l'85%.

In parallelo, rappresenta un'opportunità per modernizzare e rendere più sostenibile il settore agricolo, responsabile del 14% delle emissioni climalteranti globali.

Sotto il profilo ambientale, un recente studio condotto da CNR-IIA ha dimostrato, con un'analisi W-t-W, che camion alimentati a biometano liquefatto, ottenuto con 100% di sottoprodotti con recupero della CO₂, sono addirittura carbon negative (ovvero in grado di sottrarre CO₂ dall'at-

mosfera) rendendo questi veicoli non solo zero emission vehicles ma addirittura NEV (negative emission vehicles).

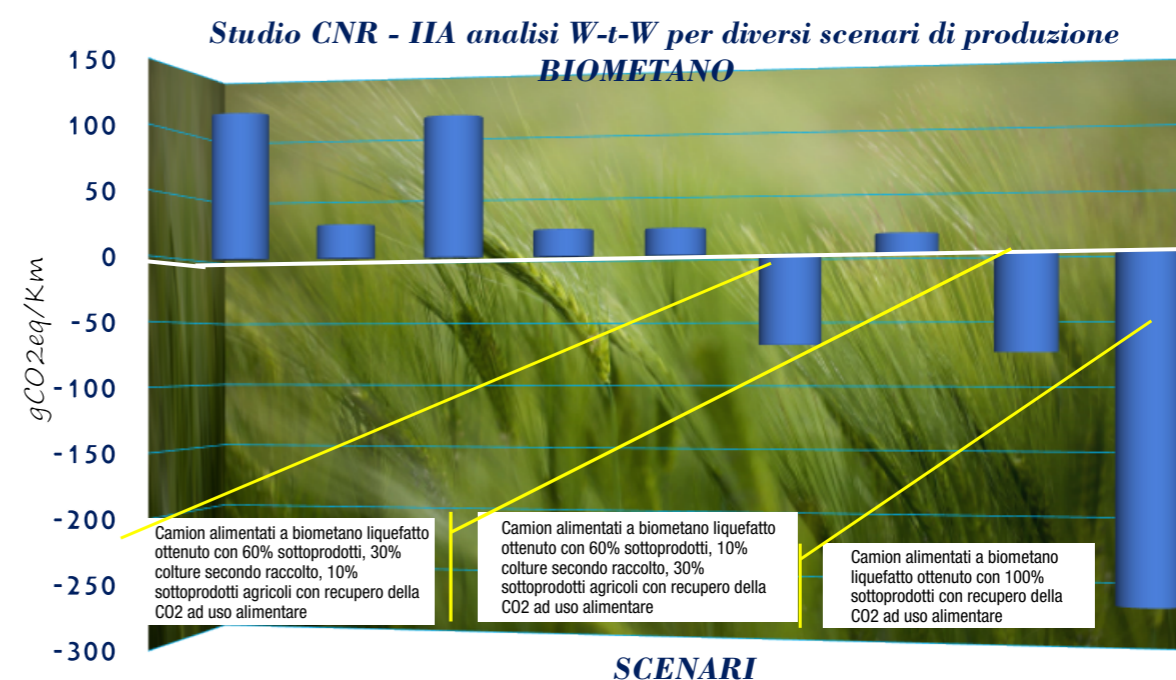
I risultati ottenuti confermano quelli di precedenti studi che mettono a confronto le emissioni in g/Km di veicoli alimentati con diversi carburanti o fonti energetiche.

Il biometano, che al contrario di altre fonti energetiche non richiede nella fase di produzione o di smaltimento il trattamento di metalli rari ad elevato impatto ambientale (come il litio, il cobalto, il nickel ed il manganese), rappresenta un'eccellenza anche nel calcolo delle emissioni in atmosfera effettuate con il metodo LCA (Life Cycle Assessment) che valuta l'impatto sull'ambiente nell'intero ciclo di vita del veicolo, dalla costruzione fino al suo smaltimento.

In Italia circolano attualmente circa 1 milione di veicoli alimentati a gas naturale. Come abbiamo visto precedentemente la quantità di biometano dedicato ai trasporti è costantemente in aumento.

Qual è quindi il contributo alla decarbonizzazione fornito dal parco circolante a Natural Gas?

I calcoli sono presto fatti: Nella rete di trasporto del gas, sono attualmente immessi 600 milioni di scm di biometano. Il consumo di gas naturale per autotrazione nel 2023 è stato di circa 730 milioni



La politica della commissione europea per la circular economy

La Commissione Europea ha adottato il new circular economy action plan (CEAP) in Marzo 2020.

OBIETTIVI:

- rendere i prodotti sostenibili la norma nell'UE
- responsabilizzare i consumatori e gli acquirenti pubblici
- concentrarsi sui settori che utilizzano più risorse e dove il potenziale di circolarità è elevato come: elettronica e ICT, batterie e veicoli, imballaggi, plastica, tessile, edilizia e costruzioni, cibo, acqua e sostanze nutritive
- garantire meno sprechi
- far funzionare la circolarità per le persone, le regioni e le città
- guidare gli sforzi globali sull'economia circolare

di scm. Ne consegue che il carburante utilizzato dalla flotta circolante a gas naturale è costituito per circa 80 % da biometano e che i veicoli alimentati a Natural Gas, assumendo uno scenario medio di -140 g/Km CO₂eq, sono già Negative Emission Vehicles ed invece di emettere CO₂eq decarbonizzano l'ambiente di circa 80 gCO₂eq /Km

A livello europeo invece le istituzioni cosa potrebbero fare?

Le politiche della Commissione Europea, in materia ambientale ed energetica sono state estremamente fuorvianti. Per diversi anni si è parlato di sviluppo dei carburanti alternativi, di neutralità tecnologica, di economia circolare nella quale l'uso di fonti rinnovabili e di carburanti ottenuti da biomassa avrebbero avuto un ruolo predominante fino alla negazione di tutto con la presen-

tazione della direttiva Fit for 55 in cui si manifesta con chiarezza tutta l'ideologia sulla quale le politiche della CE intendevano basarsi.

Le cifre relative agli investimenti evidenziano che vi è un volume crescente di fondi destinato al settore della produzione di biometano per i trasporti, il che rende imperativa l'accelerazione dei ritmi di implementazione di nuovi progetti per raggiungere gli obiettivi dell'UE. Al fine di facilitare questa intensificazione degli investimenti, è però necessaria una prospettiva regolatoria di lungo termine.

Alla luce di queste considerazioni, quali sono le sfide e opportunità si profilano per il settore?

La produzione di biogas e biometano non è scevra da complessità e il comparto si trova in una situazione alquanto paradossale dal punto di vista regolatorio. Da un lato la produzione di bio-

metano è supportata politicamente da REPowerEU e dalla direttiva RED III e annoverata come una modalità, tra le tante, per raggiungere gli obiettivi di mitigazione del cambiamento climatico e un miglior livello di sicurezza energetica. Inoltre, le tecnologie per la produzione di biogas e biometano rientrano tra quelle

"net-zero technologies" e "strategic net-zero technologies" elencate nella proposta di Net Zero Industrial Act, la quale dà priorità proprio alle tecnologie pulite. Dall'altro manca, invece, un pieno riconoscimento da parte della politica dei benefici multipli derivanti dai biometano, in aggiunta alla produzione di energia, quali la gestione dei rifiuti o l'agricoltura rigenerativa. Permangono, sotto questo profilo delle evidenti contraddizioni che non giovano al pieno e definitivo sviluppo del biometano.

Ad esempio?

L'incoerenza nella definizione delle matrici di produzione del biometano avanzato per i trasporti che sono molto più restrittive rispetto a quelle del biometano prodotto per usi energetici, quasi a stabilire che la produzione del biometano usato come combustibile per i motori debba essere svantaggiata rispetto a quella per produrre l'elettricità necessaria all'alimentazione dei veicoli elettrici. Altra contraddizione, l'evidente discrasia tra il recente riconoscimento dei CO₂ neutral fuels e la non conseguente approvazione del CCF (Carbon

La politica energetica della Commissione Europea al 2030:

- Garantire la concorrenza nei mercati integrati
- Promuovere la sicurezza di approvvigionamento dell'energia
- Riduzione emissione di gas serra
- Sviluppo delle energie rinnovabili
- Efficienza energetica

Direttiva 2014/94/UE («DAFI»)

- Garantire la Neutralità Tecnologica
- Tenere conto delle esigenze e sviluppi dei mercati individuali degli stati membri
- Sostenibilità

Correction Factor) che quantifica, numericamente, il vantaggio ambientale che il biocarburante è in grado di assicurare rispetto al carburante fossile. Purtroppo questo avvalorava il sospetto che, pur riconoscendo il valore dei biocarburanti non si voglia, di fatto, il loro effettivo sviluppo essendo esso percepito come un ostacolo alla massiccia diffusione della sola mobilità elettrica.

LE FUTURE POLITICHE AMBIENTALI ED ENERGETICHE DELLA UE: FIT FOR 55

Al 2030 le emissioni medie dei veicoli nuovi dovranno diminuire, rispetto al 2021, del 55% per le automobili e del 50% per i veicoli commerciali leggeri

La riduzione delle emissioni al 2035 del 100% rispetto a quelle del 2021.



CRITICITÀ:

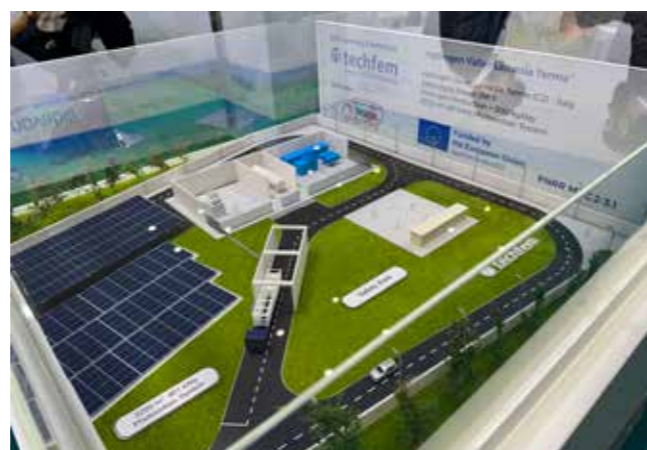
- 1) Si parla ancora di emissioni allo scarico (che i BEV non hanno) quindi T-t-W
- 2) Non si prendono in considerazione le emissioni sul ciclo di vita (cradle to grave) che devono essere valutate con LCA
- 3) Si assume che i BEV siano ZEV
- 4) la misura determina uno stop di fatto alla vendita di auto con motori a combustione interna



Techfem: via libera alla prima hydrogen valley del mezzogiorno

Al via in Calabria la prima Hydrogen Valley del Mezzogiorno. E' quanto annuncia Techfem in una nota. Con l'autorizzazione unica concessa per il progetto, Lamezia Terme ospiterà il primo dei 28 siti nel sud Italia (su un totale di 54 a livello nazionale) finanziati dal Pnrr per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno nel Meridione. Il progetto "Hydrogen Valley Lamezia Terme" sarà realizzato nell'area dismessa dell'ex Sir, un sito industriale mai decollato. Proposto da Teca Gas Srl e progettato da Techfem, un'azienda all'avanguardia con sede nelle Marche e operante anche in Calabria, il progetto mira a rivigorire l'economia locale.

La sede di Lamezia di Techfem, dove lavorano circa 60 dei 320 tecnici specializzati dell'azienda, collabora strettamente con la Facoltà di Ingegneria dell'Università della Calabria. Questa collaborazione ha permesso a giovani talenti di formarsi e trovare impiego nella loro regione, evitando la necessità di trasferirsi al nord o all'estero. L'impianto produrrà idrogeno (2MW), avrà aree di stoccaggio e compressione (fino a 220 barg), sarà alimentato da un parco fotovoltaico da 461 kW e includerà una baia di carico per il trasporto dell'idrogeno in carri bombolai. Teca Gas, che già opera nell'imbottigliamento di GPL, amplierà così le sue attività, con l'obiettivo di pro-



muovere la produzione e l'uso locale di idrogeno nell'industria e nei trasporti, ispirandosi ai modelli di hydrogen valley già sviluppati in altri paesi dell'Unione Europea.

"Questa iniziativa rappresenta un passo significativo verso la transizione ecologica e lo sviluppo sostenibile della regione. Ritengo sia un traguardo importante che pone la Calabria all'avanguardia nello sviluppo delle energie rinnovabili e nella promozione di soluzioni energetiche sostenibili ed innovative", ha spiegato Federico Ferrini, AD di Techfem.

L'impianto sarà operativo entro il 30 giugno 2026 e rappresenta uno dei progetti chiave del Piano Industriale 2024-2026 di Techfem, che prevede di aumentare l'occupazione di 50 persone presso la sede di Lamezia Terme. Il progetto è finanziato dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", investimento 3.1 "Produzione in aree industriali dismesse". Questo investimento è supportato dall'Unione Europea - NEXT Generation EU, e utilizza le risorse previste dal decreto dirigenziale della Regione Calabria n.73 del 05/01/2023.

Il decreto pratiche ecologiche: le misure per lo sviluppo del settore del biogas e biometano agricolo

a cura di
Alessio Samele
Ufficio stampa CIB-Consorzio Italiano Biogas

Si è aperta una stagione strategica per lo sviluppo del settore del biogas e del biometano agricolo in Italia. I mesi che verranno vedranno l'implementazione di misure fondamentali per la filiera, con importanti ricadute per i prossimi anni. Le ripercussioni positive non saranno solo per il sistema economico e agricolo italiano, ma avranno un eco fondamentale anche per il futuro sostenibile e rinnovabile dell'Unione Europea, contribuendo al percorso di transizione ecologica avviato da Bruxelles.

Una delle novità significative per il settore è stata la firma del decreto pratiche ecologiche. L'annuncio è arrivato direttamente dal Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica Gilberto Pichetto Fratin dal palco di Biogas Italy, l'evento annuale del CIB-Consorzio Italiano Biogas. Questo provvedimento, che si aggiunge al decreto biometano del 15 settembre 2022 (per cui si è aperto da qualche giorno il quarto bando), si inserisce all'interno della misura del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) "Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare" ed è volto a promuovere

nuove pratiche ecologiche nella produzione del biogas e in agricoltura e prevede investimenti per 193 milioni di euro, indirizzati per il 40% al sud e alle Regioni del Mezzogiorno, e la restante parte nel centro-nord.

In particolare, tra le misure attese e incentivate dal Decreto, la diffusione di pratiche ecologiche, quali: l'acquisto di sistemi per la minima lavorazione del suolo e sistemi innovativi a bassa emissività per la distribuzione del digestato, gli investimenti per migliorare la gestione complessiva di effluenti zootecnici e digestati e per ridurre le emissioni di ammoniaca e migliorare l'efficienza dell'uso di nutrienti.

Ma non solo, perché il decreto prevede anche incentivi per la creazione di poli consortili per il trattamento centralizzato del digestato e degli effluenti con la produzione di fertilizzanti di origine organica (opere civili e opere elettromeccaniche, compresa la ristrutturazione di manufatti esistenti).

Sono, inoltre, incluse anche misure riservate alla sostituzione di trattori obsoleti e a bassa efficienza con mezzi più efficienti e innovativi, dotati di strumenti per l'agricoltura di precisione e alimen-



tati esclusivamente a biometano il cui utilizzo sia certificato da garanzie di origine.

Infine, sono previsti interventi dedicati e riservati alle aziende che possiedono un impianto di biogas che non potranno o non vorranno effettuare la riconversione alla produzione di biometano. Per questi impianti è prevista la possibilità di finanziare azioni volte a migliorare l'efficienza degli impianti esistenti, di ammodernamento delle strutture per minimizzare ulteriormente gli impatti e migliorare l'efficienza. Si tratta di installazione di sistemi di recupero del calore, di riduzione delle emissioni e la copertura degli stoccaggi del digestato con recupero del biogas.

Il contributo in conto capitale è pari al massimo al 65% della spesa ammissibile, rispetto alla quale i beneficiari dovranno indicare in sede di partecipazione ai bandi un ribasso percentuale rispetto al contributo massimo concedibile. La graduatoria del bando sarà determinata sulla base di tale offerta di ribasso.

Il provvedimento, dopo un passaggio all'attenzione della Corte dei Conti, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale e sul sito del MASE. La prossima azione sarà l'emanazione da parte del GSE delle regole operative che definiranno tutte le modalità

di accesso ai bandi. Si auspica che il primo bando si terrà già prima della fine del 2024, con una seconda procedura nel 2025. Anche questa misura, come tutte quelle previste dal PNRR, dovrà essere sostenuta entro il 30 giugno 2026.

Il decreto rappresenta un passaggio importante per lo sviluppo di pratiche agroecologiche promuovendo un'agricoltura più sostenibile e rinnovabile in un approccio che contribuisce a incrementare l'efficienza e a ridurre gli sprechi.

In Italia, anche grazie alle opportunità legate al PNRR e alle stime future previste dai piani nazionali e europei, la produzione di biogas e biometano rappresenta una componente importante della transizione energetica del Paese. Sono, infatti, circa 2000 gli impianti biogas con una produzione di 2 miliardi e mezzo di mc di gas rinnovabile destinato soprattutto alla produzione elettrica e termica rinnovabile e per una quota minoritaria, pari a circa 600 milioni di Smc, immesso in consumo come biometano nel settore dei trasporti. In questo scenario, è l'agricoltura il maggior contributore allo sviluppo della produzione di biometano.

Tenendo conto delle sfide che attenderanno il settore energetico nei prossimi anni e della si-



tuazione geopolitica su scala mondiale che vede continue fluttuazioni del mercato, le agroenergie possono rappresentare un alleato importante allo sviluppo rinnovabile del Paese. La traiettoria per i prossimi anni delineata all'interno del documento di aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) evidenzia un potenziale di circa 6 miliardi di metri cubi di biometano. Sostenere la crescita del mercato del biogas ri-

chiede un approccio che coniughi supporto istituzionale, progressi tecnologici, tutela e rispetto del territorio. In questo contesto, le pratiche ecologiche non solo migliorano la sostenibilità dell'agricoltura ma supportano anche la produzione locale e made in Italy di biogas e biometano, contribuendo alla lotta contro il cambiamento climatico, promuovendo un futuro energetico più pulito e un sistema produttivo più sostenibile.



a cura di
Monica Dall'Olio

Biometano, a che punto siamo: produzione, incentivi, certificati d'origine

Anche in Italia il biometano ha un enorme potenziale grazie alla disponibilità di diverse fonti di biomasse, come i fanghi di depurazione, i sottoprodotti agricoli e agroalimentari

e la frazione organica del residuo solido urbano (FORSU), che possono essere trasformati in biogas e successivamente raffinati.

Attualmente, ci sono oltre 2.000 impianti di biogas, ubicati soprattutto nel nord Italia, e circa un centinaio di impianti di produzione di biometano, con una producibilità attesa pari a 572 milioni di smc (metro cubo standard) all'anno in uno scenario low messo a punto da REF Ricerche.

La produzione di biogas e biometano

L'Italia è il quarto produttore mondiale di biogas dopo Germania, Cina e Stati Uniti. Secondo i dati Eba, European Biogas Association, la produzione di biogas in Europa (biogas e biometano

Lo stato dell'arte del settore, da cui emerge anche che alcuni produttori attratti da tariffe particolarmente vantaggiose e demotivati dalle nostrane difficoltà burocratiche, esportano il loro prodotto all'estero, in particolare verso la Germania.

combinati) nel 2022 è stata di 21 miliardi di metri cubi (bcm), pari al 6% del consumo di gas naturale dell'UE nello stesso anno, tanto per fare un esempio più dell'intera domanda

interna di gas naturale della Polonia. Quella di biometano è cresciuta del 20% rispetto all'anno precedente, passando da 3,5 miliardi di metri cubi nel 2021 a 4,2 miliardi di metri cubi nel 2022. Un dato particolarmente importante se si pensa che, sempre secondo l'associazione, nel frattempo, la dipendenza dell'UE dalle importazioni di gas naturale è passata dall'83% nel 2021 al 97% nel 2022.

Le prime posizioni in classifica per produzione di biogas sono occupate dalla Germania, nettamente al primo posto, seguita a distanza dall'Italia e dalla Francia, con la virtuosa Danimarca al quarto posto, virtuosa in quanto emerge come il

Paese europeo con la maggiore produzione pro capite. Scendendo nello specifico del biometano, a fine 2022, l'Europa contava in totale 1.222 impianti di produzione, in deciso aumento negli ultimi anni, essendo quasi raddoppiati rispetto al 2017 (627). Il 58% degli impianti attivi è allacciato alla rete di distribuzione gas, il 19% è connesso alla rete di trasporto, il 9% non è allacciato alla rete gas e per il restante 14% non sono disponibili informazioni. I maggiori produttori nel 2021 (dati Rie - Gse), sono stati Germania (1,2 mld mc), Regno Unito (0,6 mld mc), Danimarca (0,5 mld mc), Francia (0,4 mld mc), Paesi Bassi (0,22 mld mc) e Italia (0,17 mld mc).

Il sistema biometano italiano

Il nostro Paese da tempo incentiva la produzione di biometano e anche il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha destinato 1,92 miliardi di euro, prevedendo di raddoppiare l'attuale produzione e quindi superare complessivamente i 4 miliardi di smc di biometano entro il 2026 attraverso la riconversione e l'aumento di potenza di impianti di biogas esistenti ma anche di nuove installazioni.

Ciò premesso, ci spiega come funziona il sistema incentivante nazionale Lorenzo Maggioni, agronomo ed esperto di biometano.

“Due i provvedimenti di riferimento: il decreto del 2 marzo 2018 e il decreto 15 settembre 2022 che riguardano ambiti diversi.

Il primo, che non consente ulteriori adesioni, prevede per i produttori di biometano immesso in consumo nei trasporti, tramite impianti di distribuzione stradali, autostradali o privati, il rilascio dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), calcolati secondo le procedure GSE (Gestore servizi energetici). Riguarda circa 100 impianti che raggiungono una produzione complessiva stimata intorno ai 700 milioni di metri cubi. Si parla di stime in quanto i dati pubblicati dal GSE sono relativi agli impianti che hanno raggiunto la cosiddetta qualifica, che coincide con l'assegnazione dei CIC e tra l'entrata in funzione e l'ottenimento della qualifica possono passare anche 12 mesi.

Poi c'è il decreto del 2022, che promuove l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale attraverso un sostegno in conto capitale (pari al massimo al 40% delle spese sostenute ed erogato grazie al Pnrr) e un incentivo destinato alla produzione (tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano, sotto forma di Tariffa Onnicomprensiva o di Tariffa Premio). Per l'accesso a questo doppio in-

NUMERO IMPIANTI BIOMETANO E PRODUZIONE DIFFERENZIATI PER FONTE

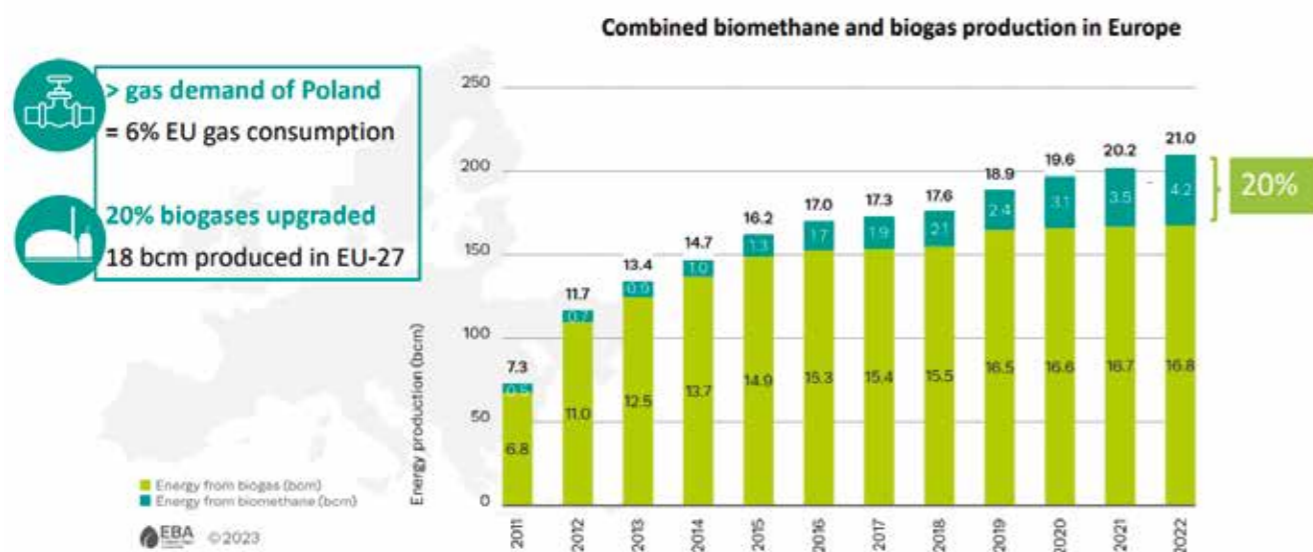
| Fonte | Numero impianti | Produzione attesa Msmc/a - Scenario Low | Produzione attesa Msmc/a - Scenario High |
|--|-----------------|--|---|
| Biomasse agricole | 23 | 139,2 | 182,5 |
| Biomasse agricole e scarti industriali | 2 | 5,3 | 10,3 |
| Fanghi di depurazione ¹ | 4 | 5,7 | 5,5 |
| Gas da discarica | 1 | 4,2 | 5,6 |
| Rifiuti a matrice organica | 45 | 271,9 | 347,8 |
| Rifiuti a matrice organica e biomasse agricole | 1 | 30,0 | 40,0 |
| Scarti agroindustriali | 5 | 37,8 | 50,3 |
| PIV | 1 | 60,5 | 80,6 |
| N.A. ² | 3 | 17,5 | 23,3 |
| Totale complessivo | 85 | 572,0 | 745,9 |

¹ Su due impianti non è stato possibile reperire informazioni puntuali sulla produzione attesa;

² Su tre impianti non è stato possibile reperire informazioni puntuali relativi alla fonte.

Fonte: elaborazione REF Ricerche su dati pubblici

Europe produced 21 bcm of biogases in 2022



centivo è necessario iscriversi a una delle 5 procedure competitive stabilite (aste, ndr). Tre sono già chiuse e se ne conosce l'esito perché sono già state pubblicate le graduatorie, una quarta attualmente aperta chiuderà ad agosto e l'ultimo aprirà a dicembre per chiudere a gennaio 2025." Senza entrare nel merito delle differenze tra le varie aste, che nel tempo stanno evolvendo, c'è da dire che nessun impianto autorizzato nell'ambito del decreto del 2022 è ancora entrato in produzione e per i primi bisognerà attendere ancora alcune settimane.

I numeri delle procedure competitive già svolte

All'esito delle tre procedure competitive già svolte, i progetti ammessi agli incentivi sono in totale 157, per una capacità produttiva pari a 71.950 standard metri cubi (producibilità annua di 630 milioni di standard metri cubi). Più di recente il GSE ha pubblicato la graduatoria del terzo bando PNRR. La novità più importante di questo bando è stato l'adeguamento degli incentivi biometano all'andamento dell'inflazione registrato tra novembre 2021 e dicembre 2023.



Nel terzo bando sono stati 132 i progetti ammessi a finanziamento per impianti di produzione nuovi o riconvertiti, di cui 121 (91,7%) sono agricoli (dati di fonte CIB).

Biometano è anche export

Ma il biometano prodotto nel nostro Paese rimane tutto in Italia? La risposta è no. Alcuni produttori, spiega ancora Maggioni, soprattutto di bioGNL, il biometano in forma liquida, attratti da tariffe particolarmente vantaggiose e demotivati dalle nostrane difficoltà burocratiche, esportano il loro prodotto all'estero, in particolare verso la Germania.

Un fenomeno sottolineato anche da Daniele Camponeschi, co-fondatore e Cio di Green Arrow Capital, intervistato da GreenGas: "Le aziende tedesche sono molto dinamiche nell'acquisizione della molecola in tutta Europa e pagano i certificati il doppio rispetto al prezzo di mercato. La Germania ritiene in questo momento storico di dover anticipare il mercato e quindi rendere disponibili queste fonti non fossili per poter sostenere la transizione energetica."

Un fenomeno che può essere stato incentivato anche dall'introduzione dei certificati di garanzia di origine ("da energia rinnovabile") per energia elettrica, biometano e idrogeno, in vigore dal 18 luglio 2023, con il Dm Ambiente 14 luglio 2023, n. 224. Nel caso di biometano gassoso incentivato ai sensi del DM 2018, tali certificati sono assegnati direttamente al Gse. Il prodotto, di conseguenza, esce dall'impianto equiparato a gas naturale fossile e torna ad essere classificato "bio" solo nel caso in cui l'offtaker acquisti anche le relative Garanzie di origine.

Sempre in merito ai certificati di garanzia di origine, comunemente chiamati GO, la normativa italiana stabilisce che nel caso siano destinate ad "altri usi finali" possano essere utilizzate nell'ambito del sistema dell'European Union Emissions Trading System - EU ETS, suscitando l'interesse dell'industria gas-intensive bisognosa di decarbonizzare.

Verso la semplificazione?

Un meccanismo davvero complesso e non lineare quello attuale, ma arrivano anche segna-

li positivi. Nel mese di aprile è stato approvato un emendamento inserito all'interno del DI Pnrr che semplifica l'accesso ai bandi per lo sviluppo del biometano.

Soddisfazione è stata espressa dal CIB-Consortio Italiano Biogas, in quanto in questo modo si "agevola la partecipazione delle aziende agricole ai prossimi bandi biometano permettendo la presentazione della domanda di ammissione agli ultimi due bandi anche in assenza di alcune autorizzazioni non essenziali in quella fase, ma che dovranno in ogni caso essere ottenute prima dell'avvio dei lavori conseguente all'approvazione delle graduatorie."

"L'approvazione dell'emendamento al DL PNRR rappresenta un'utile semplificazione per le nostre aziende agricole sempre più soggette a numerose scadenze che molto spesso impediscono di poter cogliere nei tempi le opportunità di sviluppo per il settore.", commenta il Presidente Piero Gattoni. "Di fronte ai tempi stretti per il completamento dei progetti del PNRR entro il 2026, questo provvedimento costituisce una spinta agli investimenti nel nostro settore perché evita che le iniziative non possano accedere ai bandi per ritardi non dipendenti dagli agricoltori."

Biometano e Pniec

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec) ha previsto un percorso positivo per il settore con un potenziale complessivo che si avvicina ai 6 miliardi di mc di biometano al 2030. Secondo i dati del CIB, in linea con il percorso avviato con il PNRR e seguendo le finalità espresse dal REPowerEU, il settore ha un potenziale di sviluppo del biometano agricolo di 6,5 miliardi di Smc al 2030 a cui affiancare la produzione da rifiuti a matrice organica che può raggiungere 1 miliardo di Smc. Ricordiamo che il Piano della Commissione Ue REPowerEU ha previsto l'obiettivo di aumentare la produzione e l'uso annuale di biometano a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030, il doppio, ricorda il CIB, della disponibilità di biometano rispetto al ritmo di crescita previsto in precedenza nel pacchetto Fit-for-55.

a cura di
Simone Gila, Responsabile Comunicazione di Anima Confindustria
Massimo Previtera, Area tecnica UCRS

Idrogeno in rete, fino a dove ci si può spingere tra regolatori di pressione e sistemi di sicurezza per reti gas

L'associazione Ucrs, che in Anima Confindustria rappresenta i costruttori di regolatori, dispositivi di sicurezza e relativi sistemi per il gas, ha pubblicato un position paper per analizzare gli effetti dell'aumento di idrogeno sulla rete gas.

L'idrogeno è ormai considerato come una risorsa energetica alternativa e sostenibile per ridurre le emissioni di CO₂ nell'ambiente. In Italia e in Europa, gli esperti stanno preparando le norme per poter immettere l'idrogeno nelle reti gas esistenti e alimentare impianti industriali, abitazioni e mezzi di trasporto. Grazie alle tecnologie avanzate di produzione, stoccaggio e distribuzione, l'idrogeno è una valida soluzione per ridurre l'impatto ambientale e favorire la transizione verso un'economia più sostenibile. Considerando soltanto il settore residenziale, che conta per circa il 40% sulle emissioni totali di CO₂ in Italia, l'immissione di idrogeno nelle reti gas esistenti potrebbe consentire di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. A questo punto è opportuno, quindi, valutare

due aspetti importanti:

- I. fattibilità a livello produttivo (quantità) ed economico (costo) dell'utilizzo di idrogeno su ampia scala;
- II. idoneità delle reti gas esistenti per l'immissione. Questo secondo aspetto ci interessa, particolarmente, in questo articolo; poiché, una volta prodotto e reso disponibile l'idrogeno, le reti di trasporto/distribuzione del gas naturale e le tecnologie connesse fino a quale percentuale di idrogeno e pressione possono veicolare la miscela senza subire interventi o modifiche? In questa valutazione bisogna considerare, oltre alle tubazioni, anche le altre apparecchiature, come per esempio i regolatori di pressione e le valvole di blocco, che sono necessarie per assicurare la sicurezza e la continuità di servizio nelle reti gas al variare della pressione.

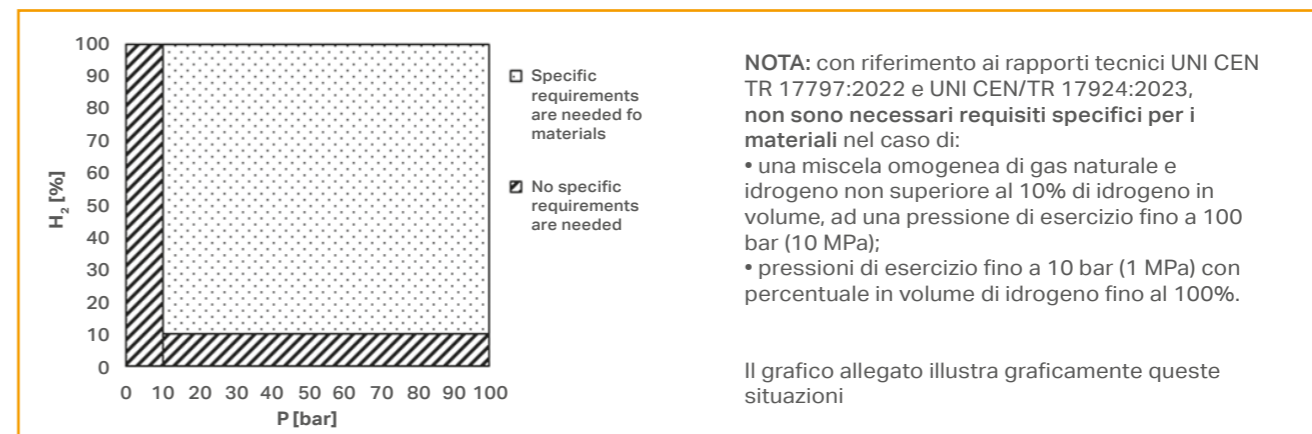
Tubazioni delle reti gas, regolatori di pressione, valvole di blocco e idrogeno

A livello nazionale, si sta proponendo di aumentare la percentuale massima di idrogeno in

rete, che oggi è presente soltanto fino al 2%. Nel caso dei regolatori di pressione e delle valvole di blocco già in servizio da anni (come nel caso delle tubazioni, o di altre apparecchiature) esistono, però, alcuni aspetti che dovranno essere valutati nel momento in cui aumenteranno le percentuali di idrogeno immesse in rete. L'associazione Ucrs, che rappresenta i costruttori di regolatori, dispositivi di sicurezza e relativi sistemi per il gas all'interno di Anima Confindustria, ha quindi pubblicato un Position Paper che fornisce, principalmente, indicazioni operative per valutare l'idoneità dei prodotti rappresentati dall'associazione in caso di immissione dell'idrogeno – fino a una percentuale del 100% – nelle reti gas. Nel documento, si prevede di analizzare lo stato di idoneità delle apparecchiature e dei sistemi, identificando i principali gap normativi e le azioni necessarie sul quadro regolatorio (legislativo e normativo), ancora in evoluzione e non del tutto consolidato. Allo stato attuale, le apparecchiature nello scopo di Ucrs sono predisposte per lavorare con miscele contenenti idrogeno anche superiori al 2%, in funzione del tipo di tecnologia, dei materiali utilizzati (metallici e non-metallici) e della gestione effettuata (se già installata e in utilizzo da anni). Il Position Paper di Ucrs parte dall'analisi del lavoro – avviato già da qualche anno – di aggiornamento della standardizzazione nel settore, e una valutazione delle conseguenze dell'utilizzo di miscele idrogeno/gas naturale nelle infrastrutture del gas naturale, per la definizione dei requisiti relativi a:

- perdite interne ed esterne di tubazioni e apparecchiature quando si utilizzano miscele H₂-GN, in funzione della concentrazione e della pressione parziale di idrogeno nel gas naturale;
- infragilimento da idrogeno (corrosione intramolecolare), ossia integrità delle parti a pressione: saldature, tubi saldati e senza saldatura, curve, riduttori, raccordi a T, valvole, giunti isolanti, flange, ecc.;
- qualità del gas combustibile: stabilità e velocità della fiamma, indice WOBBE, misurazione dell'energia efficienza di odorizzazione e altri parametri;
- protezione e prevenzione contro le esplosioni, che impatta sulla classificazione delle aree con presenza di atmosfera potenzialmente esplosiva.
- emissioni nette e impatto sull'efficienza energetica, come perdite di efficienza negli apparecchi a gas, riduzione dei gas serra rispetto al potenziale aumento di NO_x, ecc.;

L'idoneità per l'utilizzo con miscele di idrogeno/gas naturale e con idrogeno al 100% delle apparecchiature e dei sistemi in ambito Ucrs deve essere valutata primariamente per gli aspetti di infragilimento da idrogeno (embrittlement) e resistenza chimica dei materiali metallici e non-metallici. Non meno importante la valutazione di perdite esterne ed interne (tubazioni e apparecchiature) per prevenire l'impatto sulla classificazione delle aree con presenza di atmosfera esplosiva e l'aumento della pressione a valle.





Tale idoneità è funzione della percentuale di idrogeno nel gas naturale, della pressione parziale dell'idrogeno nella miscela di gas combustibile, dei materiali (metallici e non-metallici) utilizzati per le apparecchiature e i sistemi/impianti e dello stato attuale delle apparecchiature e i sistemi/impianti (in caso di installazioni esistenti). Come criterio generale, quindi, l'idoneità deve essere esaminata caso per caso dal fabbricante. Per potere, infine, valutare l'idoneità delle apparecchiature e degli impianti all'utilizzo di miscela idrogeno/gas naturale e di idrogeno al 100%, potrebbero rendersi necessarie alcune azioni operative che si differenziano in base alla data di prima messa a disposizione sul mercato; tipologia di apparecchiatura/impianto; tipologia di miscela idrogeno/gas naturale; pressione relativa dell'H2 nella miscela.

In assenza di un quadro normativo consolidato, l'idoneità della tipologia di apparecchiatura da installare può essere valutata dal fabbricante in specifiche condizioni di esercizio (% idrogeno, pressione relativa idrogeno, temperatura, ...) sulla base di:

- propri documenti di progetto;
- eventuali test di laboratorio;

- orientamenti consolidati e informazioni pubblicati su studi ufficiali;
- stato dell'arte e conoscenze attuali condivise in ambito di associazione UCRS.

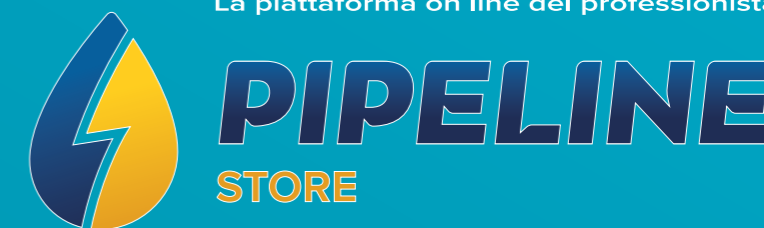
È importante notare che le apparecchiature già installate in campo sono di proprietà degli utilizzatori. Come conseguenza, anche quando il quadro normativo sarà consolidato, l'idoneità di tale tipologia di apparecchiature può essere valutata, se richiesto, da una consulenza richiesta e a carico dall'utilizzatore.

I fabbricanti UCRS si rendono disponibili a supportare le attività necessarie per valutare l'idoneità; le attività dovranno prevedere almeno l'acquisizione delle informazioni sulle caratteristiche della progettazione, modalità e materiali utilizzati per le manutenzioni, una valutazione dello stato attuale dell'apparecchiatura, oltre a un eventuale ripristino o sostituzione delle parti danneggiate o usurate, non conformi al progetto originale, o infine non idonee per l'applicazione di miscele idrogeno/gas naturale.

Dopo una verifica finale e un collaudo, sarà necessario un aggiornamento della documentazione, a cui seguirà l'emissione della dichiarazione di idoneità.



La piattaforma on line del professionista



Stanchi di perdite di tempo e problemi con i vostri impianti?

Benvenuti nel mondo di PIPELINE STORE

siamo specializzati nella fornitura di apparecchiature e strumentazioni per il monitoraggio e il controllo di impianti acqua e gas.

Con un'ampia esperienza nel settore, offriamo soluzioni innovative per soddisfare le esigenze dei nostri clienti.

Garantiamo consegne tempestive in tutta Italia per mantenere i tuoi progetti in linea con i tempi previsti.

Scegli PIPELINE Store come tuo partner di fiducia.

Via del Commercio s.n. - 75100 Matera
☎ 0835 264072 / 386304 ✉ info@pipelinestore.it

 **LUCANA UTENSILI**
ZERO ATTESE PER LE IMPRESE

news - Nuove partnership

dalla
Redazione

Hyvia e Hype, partnership per promuovere mobilità a idrogeno

Una partnership per accelerare la decarbonizzazione del settore della mobilità. E' quanto annunciano Hyvia, una joint-venture tra il Gruppo Renault e Plug dedicata alla mobilità a idrogeno e Hype, noto per i suoi taxi a idrogeno.

L'obiettivo è espandere rapidamente l'uso della mobilità a idrogeno decarbonizzata per ridurre i costi attraverso l'aumento dei volumi. La partnership copre l'intero ecosistema della mobilità a idrogeno decarbonizzata, includendo la fornitura di idrogeno decarbonizzato, stazioni di distribuzione dell'idrogeno e veicoli a idrogeno. Inizialmente, Hyvia fornirà idrogeno decarbonizzato utilizzando un elettrolizzatore da 1 MW situato nello stabilimento di Flins per alimentare le stazioni di Hype nella regione dell'Ile-de-France.

L'accordo - si legge nella nota - prevede anche lo sviluppo di due stazioni a idrogeno entro la fine dell'anno, inclusa una stazione Hywell in collaborazione con Ataway e distribuita con il supporto del Gruppo Maurin presso il concessionario Re-



nault di Corbeil-Essonnes. La prima di queste stazioni sarà operativa nell'estate del 2024 nel sito Hype di Buc, sviluppata in partnership con B.E. Green, specializzata in veicoli a zero emissioni come autobus e furgoni a idrogeno.

Inoltre, Hyvia fornirà a Hype un Renault Master Van H2-Tech, dotato di nuova architettura L2H2, per supportare le attività intensive di Hype. Nel corso del 2024, altri 9 veicoli a idrogeno saranno consegnati ai clienti di Hyvia presso le stazioni di Hype, nell'ambito del programma Last Mile finanziato dalla Regione Ile-de-France, Ademe e Connecting Europe Facility per veicoli commerciali a idrogeno.

dalla
Redazione

news - Nuove partnership

Biometano, accordo Edison Energia e TUA per autobus Abruzzo

Accordo della durata di un anno tra Edison Energia, società del Gruppo Edison attiva nella vendita di energia elettrica e gas naturale a imprese e privati e servizi a valore aggiunto al mercato retail, e TUA (Trasporto Unico Abruzzese) per la fornitura di circa tre milioni standard metri cubi di biometano per alimentare fino a duecento autobus della flotta regionale.

TUA, con 900 autobus e 21 treni, gestisce il 70% circa dei trasporti in Abruzzo e opera con la divisione gomma per il servizio urbano e interurbano a Pescara e in altre sedi quali Chieti, Sulmona, Giulianova, L'Aquila, Teramo e Avezzano, e la Divisione Ferroviaria con sede a Lanciano.

Il progetto del biometano interessa cento autobus che, nel corso del 2024, diventeranno due-

cento (l'85% della flotta dei bus CNG). La flotta opera nell'intero territorio regionale, con prevalenza a Pescara (il 29% nell'extraurbano e il 49% nell'urbano). La sede della divisione di Pescara di TUA è dotata di un impianto di rifornimento metano.

"L'accordo definito con TUA rappresenta un nuovo passo per Edison Energia, che da anni si impegna a supportare i clienti nel processo di transizione energetica attraverso l'utilizzo del biometano". Ha dichiarato Davide Macor, Direttore Mercato Business - Gas & Power Market Division di Edison Energia. "Il biometano è prodotto da impianti che utilizzano scarti agricoli o FORSU (Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani) ed immesso nella rete di trasporto del gas consentendone l'utilizzo nei punti di consegna scelti dai nostri Clienti. Il biometano si affianca al BioGNL (Gas Naturale Liquefatto), utilizzato nei veicoli pesanti che



coprono lunghe percorrenze, e rappresenta una soluzione per ridurre le emissioni di CO₂ a costi contenuti e con tecnologie mature".

"TUA è un'azienda leader nel panorama italiano nei servizi extraurbani - ha spiegato Maxmilian Di

Pasquale, direttore generale di TUA - che rappresentano l'80 per cento della produzione chilometrica annua, cioè circa 25 milioni di chilometri. TUA copre il 65 per cento del trasporto pubblico locale nella regione Abruzzo. Siamo stati tra i primi a puntare convintamente sul metano, portando la flotta al 30 per cento complessivo del totale aziendale che può contare su questa tipologia di alimentazione. La sinergica collaborazione con Edison Energia rappresenta un ulteriore miglioramento per la nostra realtà i cui riflessi positivi, anche e soprattutto in termini ambientali, sono concreti e significativi".

dalla
Redazione

news - Nuove partnership

Idrogeno: Snam, Tenaris e Tenova insieme per decarbonizzazione acciaio

Snam, TenarisDalmine, società del gruppo Tenaris, e Tenova, hanno avviato la prima sperimentazione condotta in Italia presso un impianto siderurgico che prevede l'impiego di idrogeno nella lavorazione di prodotti in acciaio.

Secondo quanto si legge in una nota congiunta, la collaborazione avrà una durata iniziale di 6 mesi e intende valutare le prestazioni e l'affidabilità dell'utilizzo dell'idrogeno nell'industria siderurgica e, più in generale, nei

settori 'hard-to-abate' maggiormente difficili da decarbonizzare.

Nel dettaglio, l'obiettivo è utilizzare idrogeno prodotto in situ per alimentare un bruciatore

recentemente sviluppato da Tenova, installato in un forno di riscaldamento per la laminazione a caldo di tubi senza saldatura, presso lo stabilimento di TenarisDalmine a Dalmine, in provincia di Bergamo.



Gruppo Cap e Bludigit insieme per innovazione tecnologica reti acqua e gas

Sviluppare sinergie per la gestione delle reti idriche e gas, promuovere iniziative comuni nell'ambito della transizione digitale e delle nuove tecnologie, e collaborare per offrire servizi innovativi ai gestori del servizio idrico sia in Italia sia all'estero. Sono gli obiettivi di Gruppo CAP e Bludigit, la digital company del Gruppo Italgas, che hanno firmato un protocollo



ne copernicana che ha permesso di mettere il network di distribuzione del gas al servizio della transizione ecologica, grazie alla possibilità di accogliere nuove fonti di origine rinnovabile come biometano e idrogeno. Ora questa rivoluzione si estende all'idrico mutuando tecnologie che hanno già permesso di raggiungere importanti target in termini di efficienza, qualità del servizio e sosteni-

bilità. Da questo punto di vista, il Gruppo CAP è un partner strategico per alzare ulteriormente l'asticella sul piano della digitalizzazione e creare valore per l'intero settore", ha spiegato Marco Barra Caracciolo, Presidente e CEO di Bludigit.

Il protocollo d'intesa - si legge nella nota - ha come primo obiettivo mettere in comune competenze e know-how per sviluppare sinergie tra i settori gas e idrico, in cui il Gruppo Italgas opera tramite la controllata Nepta, e promuovere l'uso innovativo di tecnologie per il monitoraggio e la gestione delle reti. Saranno avviate iniziative congiunte sull'innovazione e la digitalizzazione per proseguire nello sviluppo tecnologico e migliorare la qualità del servizio idrico, adottando sistemi di gestione sempre più avanzati. Inoltre, il protocollo prevede di esplorare il mercato, lavorando per realizzare iniziative comuni per l'erogazione di servizi innovativi sia in Italia che all'estero.

La collaborazione tra le due aziende potrà favorire l'adozione di prodotti e soluzioni verticali, sviluppati da CAP e Bludigit, nel campo dell'efficienza operativa, della gestione cartografica degli assets e del monitoraggio della rete.



Biocarburanti, nuova joint venture tra Q8 e Fox petroli

Sottoscritto l'atto definitivo di acquisto da parte di Q8 del 50% di Eco Fox, azienda totalmente controllata dalla stessa Fox Petroli. E' quanto annunciano Q8 Italia e Fox Petroli.

La Eco Fox opera nel mercato dei carburanti di origine biogenica in Italia sin dagli anni '90, producendo una gamma di biodiesel avanzati e di sottoprodotti per uso industriale. Dispone di uno stabilimento sito a Vasto con una capacità produttiva di 200.000/tonnellate, di un deposito fiscale di 30.000mc di stoccaggio e di una logistica a supporto in grado di ricevere e spedire i prodotti via mare e via terra. L'acquisizione delle quote societarie da parte di Q8 è stata approva-



tata dalla Direzione Generale della Concorrenza dell'Unione Europea, dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, e ha rispettato la normativa del Golden Power.

Inoltre, si legge nella nota, si è tenuto il primo Consiglio di Amministrazione della Eco Fox, composto da due Amministratori Delegati, rappresentanti dei due soci, e cinque Consiglieri di Amministrazione, di cui tre nominati da Eco Fox e due da Q8 Italia.

"Un'acquisizione particolarmente importante poiché rappresenta un punto di partenza per il gruppo Q8 nell'implementazione della propria visione di diventare un player di primo piano

nella produzione di biocarburanti sostenibili in Europa. Quest'anno in cui il marchio Q8 festeggia 40 anni in Italia, la nostra storia si intreccia con l'evoluzione della nostra supply chain per garantire ai clienti una mobilità sostenibile, integrata nel nostro modello di business, che assicura altresì il valore dell'azienda nel lungo periodo e consenta di facilitare una transizione energetica equa e sostenibile. Una sfida complessa ma realizzabile con il supporto del nostro prezioso ecosistema di stakeholder", ha affermato Fadel Al Faraj, Executive Vice President Marketing di Kuwait Petroleum International.

"Siamo molto entusiasti per la nuova joint venture con un'azienda come Q8 Italia, parte di un prestigioso gruppo internazionale. Siamo certi che la rinnovata compagine sociale, oltre ad apportare importanti sinergie anche in campo logistico e distributivo, consentirà al gruppo FOX di rafforzare in chiave strategica i piani di sviluppo per il futuro, rendendolo sempre più competitivo nel mercato di riferimento attraverso il produttivo incontro di culture aziendali diverse ma con la stessa visione aziendale per contribuire concretamente alla transizione energetica del paese", ha dichiarato Marco De Simoni, Presidente di Fox Petroli.

a cura di
Sebastiano Gallitelli
Segretario Generale di Assopetroli-Assoenergia

Assopetroli-Assoenergia ed eFUEL-TODAY: una partnership strategica per promuovere i carburanti rinnovabili

Il contesto normativo europeo: la Direttiva RED III

Entro il 2030, gli Stati membri dell'Unione Europea dovranno raggiungere una quota di fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di almeno il 42,5%, con l'obiettivo ambizioso di arrivare al 45%. Questo traguardo è stabilito dalla Direttiva RED III (Renewable Energy Directive), parte integrante del pacchetto "Fit for 55", che ha visto un intenso lavoro da parte delle istituzioni europee negli ultimi tre anni. L'iniziativa "Fit for 55" mira a ridurre le emissioni di gas serra dell'UE del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, tracciando una strada chiara verso la neutralità climatica entro il 2050.

Neutralità tecnologica: un approccio inclusivo per la decarbonizzazione

Per raggiungere un obiettivo così ambizioso è essenziale adottare un approccio di neutralità tecnologica. Questo implica riconoscere e valorizzare il contributo di tutte le fonti rinnovabili nel processo di decarbonizzazione. La neutra-

lità tecnologica consente di sfruttare al meglio le potenzialità di ogni tipo di energia rinnovabile, senza favorire ingiustificatamente una tecnologia a discapito di un'altra. In questo contesto, l'innovazione e la diversificazione delle fonti energetiche giocano un ruolo cruciale nel raggiungimento degli obiettivi climatici dell'UE.

Il ruolo dei Low Carbon Fuels nella transizione energetica

Una transizione energetica realmente sostenibile ed efficace non può prescindere dall'uso dei Low Carbon Fuels (LCF), sia liquidi che gassosi. Questi combustibili, di origine biologica o sintetica, sono in grado di ridurre significativamente le emissioni di CO₂ lungo l'intero ciclo di vita, arrivando a tagliare fino al 90% delle emissioni totali. Tra gli esempi più rilevanti di LCF troviamo l'HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) e gli e-fuels.

HVO ed e-Fuels: soluzioni pronte all'uso

L'HVO è un biocarburante avanzato ottenuto

dalla idrogenazione degli oli vegetali, che può essere utilizzato direttamente nei motori diesel senza modifiche significative.

Gli e-fuels, invece, sono combustibili sintetici prodotti dalla combinazione di idrogeno verde (ottenuto tramite elettrolisi dell'acqua utilizzando fonti rinnovabili) e CO₂ catturata.

Ciò che accomuna questi due carburanti, oltre alla capacità di ridurre drasticamente le emissioni, è il grande vantaggio di poter essere distribuiti attraverso le infrastrutture esistenti.

L'Italia in prima linea nella promozione dei Low Carbon Fuels

Recentemente l'Italia si è distinta a livello europeo per la sua strenua difesa dei low carbon fuels e, in particolare, dei biocarburanti. Si ricorderà, in particolare, il fronte comune costituito con la Germania per cercare di scongiurare il blocco delle immatricolazioni dei veicoli a motore endotermico a partire dal 2035, previsto dal Regolamento sulle emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri. L'interposizione di questi due Paesi ha permesso di aprire uno spiraglio per i LCF e ora la partita decisiva si giocherà nel 2026, anno in cui la Commissione europea dovrà fare un assessment dell'efficacia del Regolamento.

Il nostro Paese già da anni si è contraddistinto per una particolare apertura verso i LCF e l'HVO e già reperibile presso un numero crescente di punti vendita carburante. Ciò rappresenta un primato in tutta l'Unione europea.

Una partnership strategica: Assopetroli-Assoenergia ed eFUEL-Today

Per contribuire alla diffusione di informazioni sui nuovi combustibili sostenibili, Assopetroli-Assoenergia, l'associazione che rappresenta circa mille imprese italiane attive nei comparti del commercio di carburanti e dei servizi per l'efficienza energetica, ha avviato una partnership strategica con eFUEL-Today, una piattaforma di informazione internazionale promossa da bft (Bundesverband freier Tankstellen e.V.). Questa collaborazione mira a migliorare la consapevolezza e la conoscenza dei consumatori riguardo ai carburanti rinnovabili e sintetici, fornendo informazioni chiare, affidabili e aggiornate.

Nella sottosezione italiana della piattaforma eFUEL-Today, disponibile all'indirizzo efuel-today.com/it/start/, sono già presenti informazioni dettagliate su HVO ed e-fuels. Queste risorse saranno aggiornate e implementate nel tempo con nuovi contributi, offrendo una panoramica



completa e in continua evoluzione delle soluzioni energetiche rinnovabili disponibili sul mercato. La piattaforma mira a fornire agli utenti strumenti utili per comprendere le caratteristiche, i vantaggi e le potenzialità dei Low Carbon Fuels, promuovendo una maggiore diffusione e accettazione di queste tecnologie.

Con l'adesione a eFUEL-Today, Assopetroli-Assoenergia testimonia un impegno concreto verso la decarbonizzazione e la promozione di soluzioni energetiche innovative. La collaborazione tra istituzioni, associazioni e piattaforme informative è cruciale per educare e coinvolgere i consumatori, facilitando la transizione verso un futuro più verde e sostenibile.

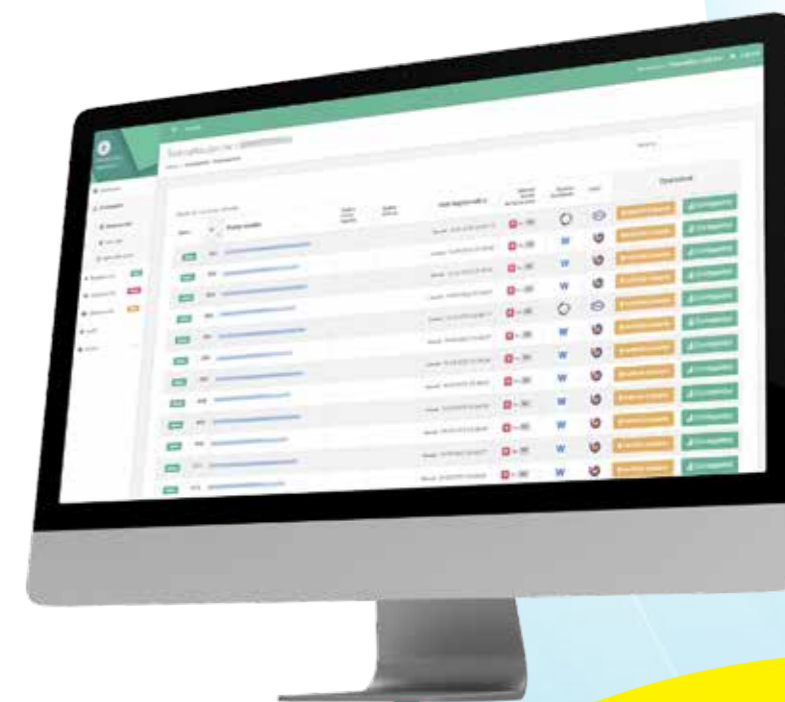


EMME informatica

Telematico.Online

Telematizzazione

corrispettivi carburanti
e registro di carico e scarico



Compatibile con



Pin-Go

L'App di pagamento per rifornimenti
lavaggi
gestione punti
promozioni
e molto altro...



Emme Informatica srl
T. +39 049 626 663

Via San Marco, 123/A
35129 Padova - IT

www.emmeinformatica.com
www.telematico.online



a cura di
Monica Dall'Olio

Il ruolo dell'idrogeno nelle bioraffinerie per la produzione di biocarburanti, nella produzione degli efuels e nella CCS

Le azioni per agevolare il posizionamento dell'idrogeno all'interno del mix energetico non si fermano. Solo negli ultimi giorni, mentre Italia, Germania e Austria hanno firmato una dichiarazione per il corridoio sud dell'idrogeno, la Commissione europea ha dato il via libera al quarto Ipcei - progetto di comune interesse europeo - denominato Hy2Move, dedicato allo sviluppo di tecnologie a idrogeno nel settore della mobilità, coinvolta anche l'italiana Ufi Filters.

Se nel mondo l'attuale produzione di idrogeno è di circa 75 milioni di tonnellate, in Italia costituisce una realtà industriale piuttosto rilevante con volumi dell'ordine di 700.000 tonnellate/anno (Il vettore idrogeno: stato dell'arte e potenzialità dell'industria italiana 2023 RSE, Anie Confindustria), ottenute quasi esclusivamente da un processo termochimico denominato Steam Methane Reforming che utilizza gas naturale come materia prima e trasforma tutto il carbonio contenuto nel metano utilizzato, sia come materia prima che come fonte di calore per il processo, in CO₂ emessa in atmosfera. Gli usi

principali sono relativi ai processi di raffinazione, alla produzione di ammoniaca e di altri prodotti chimici.

Questa modalità di produzione, oggi l'unica significativa, corrisponde al cosiddetto idrogeno "grigio", che comporta rilevanti emissioni di gas serra.

Idrogeno in bioraffineria per la produzione di biocarburanti

Secondo quanto riportato da Unem le raffinerie italiane impiegano circa 500.000 tonnellate di idrogeno nei processi tradizionali, come eliminare lo zolfo dai prodotti raffinati, migliorare le caratteristiche qualitative, massimizzare le rese in distillati medi e leggeri, ma anche nelle bioraffinerie per produrre biocarburanti di altissima qualità.

Come avviene nelle bioraffinerie Eni di Porto Marghera, Venezia (attiva dal 2014) e Gela, in Sicilia (inaugurata nel 2019), dove si produce biocarburante (HVO - Hydrotreated Vegetable Oil, Olio vegetale idrogenato) a partire da materie

prime di origine biologica grazie a un processo che prevede l'utilizzo di idrogeno. Alla base del processo vi è la tecnologia proprietaria Ecofining. Le bioraffinerie sono alimentate prevalentemente (circa 85%) da materie prime di scarto, come oli esausti da cucina, grassi animali e residui dell'industria agroalimentare per la produzione di biocarburanti, HVO diesel, bio-GPL, di bio-jet e di bio-nafta destinata alla filiera della chimica, ma anche carburanti sostenibili per l'aviazione (Sustainable Aviation Fuel - SAF).

Eni ha confermato anche la decisione di realizzare la terza bioraffineria in Italia a Livorno. Il progetto prevede la costruzione di tre nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati: un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining da 500mila tonnellate/anno e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano.

E-fuels e idrogeno

L'idrogeno gioca un ruolo importante anche per la produzione di e-fuels, che sono una combinazione di sintesi tra idrogeno e CO₂, ma nel nostro Paese non sono presenti impianti di produzione. I carburanti sintetici sono prodotti a partire dall'estrazione, tramite elettrolisi, dell'idrogeno verde (alimentata quindi da energia elettrica rin-

novabile) che viene successivamente combinato insieme alla CO₂ per dare vita a un combustibile liquido.

Ma i costi di produzione, nonostante le tecnologie siano disponibili, sono troppo elevati, come rileva uno studio di fattibilità di Unem del 2021, in collaborazione con il Politecnico di Milano, per la realizzazione di un impianto dimostrativo per la produzione di e-fuels.

L'Italia dimostra comunque di crederci. Recentemente Assopetroli-Assoenergia e l'iniziativa tedesca eFUEL-TODAY hanno stretto una partnership strategica per promuovere i carburanti rinnovabili.

Cattura CO₂, arriva Callisto

L'idrogeno "grigio" prodotto esclusivamente da combustibili fossili o da vettori energetici ottenuti da combustibili fossili può diventare "blu" applicando tecniche di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica che si genera come scarto della produzione di idrogeno. Va detto che la tecnologia attuale non consente di catturare tutta la CO₂. La CO₂ dispersa in atmosfera può variare da un minimo del 20% circa fino ad un massimo del 50%.

Ma è già possibile in Italia? Attualmente il progetto più importante, inserito nella lista dei Pro-



getti di Interesse Comunitario, è coordinato da Air Liquide e sviluppato in collaborazione con Eni e Snam. Si tratta di Callisto - Carbon Liquefaction transportation and STOrage – che ha l'obiettivo di sviluppare una catena del valore della CCS (Carbon Capture and Storage) nell'Europa sud-occidentale, focalizzandosi sulla decarbonizzazione dell'Hub di Fos sur Mer, in Francia avendo come referente Air Liquide, e delle aree industriali italiane, a partire da quella di Ravenna e Ferrara, avendo come referenti ENI e Snam. L'iniziativa è supportata da 16 aziende operanti nei cluster industriali interessati.

La CO₂ sequestrata sarà stoccata nell'hub CCS a Ravenna, che Eni come operatore sta sviluppando in JV con Snam, dotato di una grande capacità di stoccaggio, stimata in oltre 500 milioni di tonnellate, con l'obiettivo sviluppare il più grande network multimodale nel Mediterraneo per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio CO₂, offrendo una soluzione di decarbonizzazione per le industrie hard to abate (come cementifici, fertilizzanti, acciaierie etc.) e proponendosi come riferimento per il Sud Europa. Callisto si inserisce nel quadro del più ampio progetto relativo all'Hub CCS di Ravenna, il cui avvio è previsto nel 2024 con l'iniezione ai fini

dello stoccaggio permanente di 25 mila tonnellate all'anno di CO₂, catturate dalla centrale a gas di Casal Borsetti di Eni. Lo sviluppo industriale della fase 2, il cui avvio è previsto entro il 2026, consentirà di raggiungere una capacità di stoccaggio di 4 milioni di tonnellate al 2030. Ulteriori espansioni potranno portare i volumi fino a 16 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno. Riguardo a Ravenna ci sono anche cattive notizie: risulta che non verrà realizzato, per il momento, il previsto impianto di produzione di idrogeno verde, poiché le tempistiche previste dal PNRR sono incompatibili con quelle (più lunghe) necessarie per ricevere gli elettrolizzatori dai fornitori.

Decarbonizzazione e idrogeno verde

Per agevolare il processo di decarbonizzazione, si tenderà sempre più all'utilizzo preponderante dell'idrogeno verde, prodotto mediante processi con emissioni di CO₂ molto basse, che possono essere l'elettrolisi da fonte esclusivamente rinnovabile o la gassificazione/pirolisi di biomassa. Al fine di accelerare lo sviluppo di una filiera e di un mercato dell'idrogeno su scala significativa, l'UE intende incrementare la quota nel mix energetico dall'attuale 2% al 13-14% entro il 2050, seguendo un percorso articolato in diverse tappe. Nelle varie fasi, si prevede un progressivo aumento degli elettrolizzatori installati, soprattutto in prossimità dei centri di domanda esistenti, quali grandi raffinerie o impianti siderurgici e chimici, nonché lo sviluppo di cluster

ed ecosistemi regionali autonomi (le cosiddette Hydrogen Valleys), in modo da accelerare la transizione verso forme di idrogeno più pulite. In coerenza con la strategia europea per l'idrogeno, l'Italia sta lavorando alla propria strategia, e con il PNRR ha destinato 3,19 miliardi di euro alla promozione della "produzione, distribuzione e usi finali dell'idrogeno". La raffinazione del petrolio e i prodotti chimici vi sono indicati come i principali settori ad alto livello emissivo in cui l'idrogeno può aiutare il processo di decarbonizzazione. Anche l'acciaio è uno dei settori hard-to-abate dove l'idrogeno può assumere un ruolo rilevante, essendo l'Italia, dopo la Germania, il secondo produttore in Europa.

La criticità più importante è rappresentata dai costi, anche operativi, ancora elevati, che richiedono azioni incentivanti a livello centrale, sebbene l'attesa crescita dei volumi di produzione degli elettrolizzatori e la crescente disponibilità di energia rinnovabile a basso costo facciano ben sperare.

Agli inizi di marzo si è conclusa la consultazione pubblica del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica sullo schema di decreto finalizzato a definire gli incentivi tariffari per la produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio, con oltre 40 operatori che hanno risposto.

Intanto ad oggi sono 50 i progetti approvati per la produzione di idrogeno in aree industriali dismesse, ai quali se ne dovrebbero aggiungere ulteriori 23 grazie agli ultimi stanziamenti.

"E' volontà del Ministero investire tutte le risorse disponibili del PNRR per dotare l'Italia di un sistema industriale per la produzione di idrogeno rinnovabile", ha dichiarato Gilberto Pichetto. "Questo è un passaggio importante per competere in un mercato internazionale in rapida evoluzione dove l'Italia vuole giocare un ruolo di leader".



a cura di
Mariasola Baroni
Presidente di NGV Italy

La transizione energetica nei trasporti: un approccio equilibrato e tecnologicamente neutrale

La transizione energetica nel settore dei trasporti rappresenta una delle sfide più cruciali e complesse del nostro tempo. Con l'urgente necessità di ridurre le emissioni di gas serra e mitigare l'impatto ambientale, il modo in cui ci muoviamo e trasportiamo merci deve evolvere radicalmente. Tuttavia, questa transizione non può essere semplicistica o unidimensionale. Richiede un approccio equilibrato, obiettivi ambiziosi ma realistici, e soprattutto, una neutralità tecnologica che permetta di sfruttare tutte le soluzioni disponibili per massimizzare i benefici ambientali nel breve e lungo termine.

In questo contesto di sfide e opportunità, NGV Italy propone da sempre una visione equilibrata e pragmatica per affrontare la transizione energetica nel settore dei trasporti. L'associazione, punto di riferimento per il settore dei trasporti alimentati a gas naturale e altri carburanti alternativi in Italia, sostiene un approccio che coniughi ambizione ambientale e realismo economico-sociale, promuovendo una varietà di soluzioni tecnologiche per una transizione efficace e inclusiva.

L'importanza della transizione energetica nei trasporti

Il settore dei trasporti è responsabile per circa un quarto delle emissioni globali di CO₂ legate all'energia. Questa percentuale significativa sottolinea l'urgenza di una trasformazione radicale nel modo in cui alimentiamo i nostri veicoli e gestiamo la mobilità. La transizione energetica in questo settore non è solo una questione ambientale, ma anche economica e sociale.

Obiettivi ambiziosi: una necessità, non un'opzione

Per affrontare la transizione, sono stati posti obiettivi ambiziosi per la riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti. L'Unione Europea mira a ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, con l'obiettivo finale di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Questi obiettivi, estremamente sfidanti, sono essenziali per guidare l'innovazione, stimolare gli investimenti nelle tecnologie pulite e accelerare la transizione verso un sistema di tra-

sporti sostenibile, nella più ampia accezione del termine.

Tuttavia, è cruciale che questi obiettivi, pur mantenendo obiettivi ambiziosi, rimangano d'altra parte non irrealistici e pertanto raggiungibili. Devono infatti tenere conto delle realtà tecnologiche, economiche e sociali, garantendo una transizione giusta che non lasci indietro nessun settore della società o dell'economia, contribuendo con un ruolo chiave nella promozione di innovazione tecnologica, nella creazione di nuove opportunità di lavoro e alla crescita economica.

La necessità della neutralità tecnologica

Uno degli aspetti più importanti nella transizione energetica dei trasporti è l'adozione di un approccio di neutralità tecnologica. Questo principio implica che non dovremmo puntare esclusivamente su una singola soluzione tecnologica, ma piuttosto valutare e supportare diverse opzioni in base alla loro efficacia nel ridurre le emissioni, ricordando anche quelle di tipo locale e non solo globale, e alla loro applicabilità in diversi contesti. La neutralità tecnologica permette di:

1. Massimizzare l'innovazione: Incoraggiando la ricerca e lo sviluppo in diverse direzioni, aumentiamo le possibilità di scoperte rivoluzionarie.

2. Adattarsi a diverse esigenze: Diverse tecnologie possono essere più adatte a specifici tipi di trasporto o contesti geografici.
3. Mitigare i rischi: Non dipendendo da una singola soluzione, riduciamo il rischio di trovarci in un vicolo cieco tecnologico.
4. Accelerare la transizione: Utilizzando un mix di tecnologie, possiamo ottenere riduzioni delle emissioni più rapide e significative.

Tecnologie per benefici immediati

Mentre lavoriamo verso soluzioni effettivamente sostenibili a lungo termine, è fondamentale sfruttare tecnologie già mature che – assieme al vettore elettrico – possono offrire benefici ambientali significativi nel breve e medio termine. Le tecnologie a gas (metano e biometano), oltre allo sviluppo di altri biocarburanti e dell'idrogeno, offrono diversi vantaggi:

- Riduzione immediata delle emissioni: Possono essere implementate rapidamente utilizzando gran parte dell'infrastruttura esistente.
- Miglioramento della qualità dell'aria: In particolare, l'uso di metano e biometano comporta una drastica riduzione delle emissioni di particolato rispetto a benzina e gasolio, contribuendo significativamente al miglioramento della qualità dell'aria nelle aree urbane.

PRESERVARE IL TESSUTO INDUSTRIALE E IL KNOW-HOW EUROPEO

IMPORTANZA DELLE COMPETENZE INGEGNERISTICHE

- Sviluppo di nuove tecnologie ibride
- Miglioramento dell'efficienza energetica dei sistemi di trasporto

BENEFICI DELL'UTILIZZO DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

- Mantenimento di posti di lavoro qualificati
- Competitività dell'industria europea
- Transizione graduale e adattamento industriale



- Flessibilità: Molte di queste soluzioni possono essere utilizzate in veicoli ibridi, offrendo una transizione graduale.
- Adattabilità: Sono adatte a diverse tipologie di veicoli e contesti d'uso, dal trasporto urbano a quello di lunga distanza.

Preservare tessuto industriale e know-how europeo

Un ulteriore aspetto cruciale riguarda l'importanza di preservare il tessuto industriale, il know-how e l'expertise europei legati al motore termico. L'Europa ha una lunga e orgogliosa tradizione nell'industria automobilistica, con una vasta rete di produttori, fornitori e centri di ricerca che hanno sviluppato competenze uniche nel campo dei motori a combustione interna. E l'Italia ha una leadership riconosciuta internazionalmente in tante parti di tale filiera.

Un approccio che includa l'ottimizzazione dei motori termici per l'uso con combustibili alternativi (come biometano, biocarburanti e idrogeno) permette di:

1. Mantenere e sviluppare competenze ingegneristiche di alto livello.
2. Preservare posti di lavoro qualificati nel

settore automotive.

3. Garantire la competitività dell'industria europea a livello globale.
4. Facilitare una transizione graduale che permetta l'adattamento del tessuto industriale.

Verso una transizione equilibrata e inclusiva

La transizione energetica nel settore dei trasporti è una sfida complessa che richiede un approccio multidimensionale e equilibrato. Un mix di tecnologie, che includa l'elettrico, il biometano, i biocarburanti avanzati e l'idrogeno, offre la strada più promettente per una decarbonizzazione rapida ed efficace del settore.

Per realizzare questa visione, è necessario un quadro politico e normativo che promuova una vera neutralità tecnologica, incentivi l'innovazione in tutte le tecnologie promettenti e supporti lo sviluppo delle infrastrutture necessarie. Solo attraverso un approccio inclusivo e tecnologicamente neutrale possiamo sperare di raggiungere gli ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni, mantenendo al contempo la competitività dell'industria europea e garantendo una mobilità sostenibile e accessibile per tutti.

Traital

Soluzioni per reti idriche e gas

Da oltre 50 anni leader nel settore idrico e gas



www.traital.it

+39 02 5695402

amministrazione@traital.it

Traital Srl fa parte del Gruppo
OCEANIA CAPITAL

Mimit: al via incentivi trasformazione metano 2024

Publicato il 10 giugno 2024 il Decreto Direttoriale 03/06/2024 Ecobonus Retrofit sugli incentivi all'installazione impianti metano e GPL su autoveicoli M1. Con il DPCM 20 maggio 2024 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 25/05/2024 il Governo ha dato il via alla rimodulazione degli incentivi per l'acquisto di veicoli a basse emissioni inquinanti per l'anno in corso. L'Art. 5 del DPCM prevede che le persone fisiche possano ricevere un contributo fisso per l'installazione di nuovi impianti a GPL o metano su autoveicoli di categoria M1 (veicoli per il trasporto di persone con un massimo di 8 posti a sedere oltre al conducente), omologati in una classe non inferiore a Euro 4. Il contributo è stabilito come segue: 400 euro per il GPL; 800 euro per il metano.

Il contributo viene erogato dall'installatore direttamente al beneficiario mediante una compensazione con il prezzo dell'impianto e dei lavori di installazione. Successivamente, le imprese costruttrici degli impianti a GPL o metano rimborsano l'instal-

latore dell'importo del contributo. Nell'esercizio in cui viene aggiornato il documento di circolazione del veicolo, queste imprese recuperano l'importo del contributo come credito d'imposta.

Il Decreto Direttoriale MIMIT del 03/06/2024, pubblicato il 10 giugno, specifica le modalità di attuazione dell'Art. 5 del DPCM. Esso prevede un contributo per l'installazione di impianti a GPL o metano su veicoli di categoria M1, valido dal 25 maggio 2024 (entrata in vigore del DPCM) al 31 dicembre 2024. La richiesta del contributo potrà essere effettuata attraverso un sistema informatico gestito da Invitalia. Gli installatori dovranno registrarsi nel sistema e inserire i dati del veicolo da trasformare e dell'impianto, ottenendo una ricevuta di registrazione della prenotazione. Entro 120 giorni, dovranno confermare l'operazione inserendo i dati del veicolo trasformato e del costruttore dell'impianto.

Solo gli installatori con attività primaria o secondaria di riparazione meccanica di autoveicoli possono registrarsi. Le imprese costruttrici degli impianti rimborsano all'installatore il contributo, basandosi sulla documentazione fornita.

I contributi sono concessi se il veicolo non è già omologato a GPL, metano o doppia alimentazione alla data di installazione dell'impianto; l'impianto installato è nuovo e completo; la fattura per l'acquisto e l'installazione dell'impianto, emessa dopo



il 25 maggio 2024, mostra lo sconto dovuto al contributo statale.

Non è possibile richiedere più di un contributo per lo stesso veicolo. I veicoli nuovi di fabbrica di categoria M1, omologati almeno Euro 6, con emissioni di CO₂ tra 61-135 g/km, acquistati con Ecobonus negli anni 2022-2024, e i veicoli usati di categoria M1, omologati almeno Euro 6, con emissioni di CO₂ fino a 160 g/km, acquistati con Ecobonus

2019 e successivi, non sono eleggibili per questo contributo.

Il fondo disponibile è di circa 10 milioni di euro, con il 60% riservato agli impianti a metano. Il Ministero, basandosi su un monitoraggio previsto per il 15 settembre 2024, può rivedere la distribuzione delle risorse, mantenendo almeno il 30% delle risorse originarie per il metano.

Commissione UE approva il decreto Fer 2



Approvato dalla Commissione Ue lo schema di decreto che promuove la realizzazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili non pienamente mature o con costi elevati di esercizio, il cosiddetto FER2.

L'obiettivo dell'intervento è incentivare la realizzazione di una capacità di 4,6 GW di impianti entro il 31 dicembre 2028, tra cui: impianti eolici off-shore, geotermoelettrici a emissioni nulle, geotermoelettrici tradizionali, alimentati a biomassa e biogas, fotovoltaici floating su acque interne e a mare, nonché impianti da energia

mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina e impianti solari termodinamici.

“Il via libera della Commissione è un passo in avanti importante verso i nostri obiettivi energetici, che arriva dopo un lungo e costruttivo confronto con le istituzioni europee. Questo provvedimento, molto atteso, consentirà di abili-

tare nuove tecnologie fondamentali per la decarbonizzazione”, ha dichiarato il ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica, Gilberto Pichetto Fratin.

Il testo - si legge nella nota - sarà ora posto all'attenzione dei Ministri concertanti per la firma, al fine di essere trasmesso alla Corte dei Conti per la registrazione e la successiva pubblicazione. Entro trenta giorni dalla data di pubblicazione saranno poi emanate le Regole Operative con decreto del Ministero per rendere pienamente funzionante la misura.



Intervista di Elena Veronelli a
Elio Ruggeri
Presidente di Assocostieri

Assocostieri: lavoriamo per trasformazione porti in hub energetici multi-commodity

Favorire la trasformazione dei porti in veri e propri hub energetici multi-commodity, in grado di offrire una pluralità di servizi, tra cui il cold-ironing, alle flotte del futuro che saranno alimentate da diversi combustibili. È una delle soluzioni su cui Assocostieri sta lavorando per decarbonizzare i trasporti marittimi.

Ne parla in questa intervista, Elio Ruggeri, Presidente dell'Associazione che rappresenta le aziende e gli operatori del settore della logistica energetica. "L'unica soluzione immediatamente disponibile per decarbonizzare il trasporto marittimo è rappresentata dal GNL, ormai chiaramente – stando agli order book delle nuove navi – il fuel of choice per questa prima fase del processo di transizione energetica", spiega Ruggeri, aggiungendo che "il Bio-GNL può contribuire in maniera ancora più decisa alla decarbonizzazione del trasporto pesante e marittimo". In questo quadro, secondo Assocostieri, le "CER possano costituire delle realtà estremamente utili per il raggiungimento degli obiettivi di decar-



bonizzazione e di efficientamento delle risorse" anche in ambito portuale.

Per questo l'associazione "sostiene la necessità di un intervento normativo che consenta di creare nei porti delle vere e proprie comunità energetiche, coinvolgendo nella loro definizione le Autorità di Sistemi Portuali e consentendo l'accesso in tale ambito alle grandi imprese".

Quali sono le principali priorità di azione di Assocostieri per le sfide che il nostro Paese dovrà affrontare nel prossimo futuro?

Gli operatori del sistema nazionale delle infrastrutture di logistica energetica rappresentati da Assocostieri – che gestiscono depositi costieri e fiscali (di GPL, Oli Minerali e GNL), terminali di rigassificazione, armatori di bunkeraggio e gestori di reti di distribuzione, produttori di biocarburanti e biometano – forniscono le fondamenta su cui garantire sia la sicurezza delle forniture energetiche che l'evoluzione del sistema infrastrutturale per accogliere le molecole decarbonizzate. In linea con le loro necessità e iniziative, è possibile sintetizzare in tre filoni principali le linee di indirizzo dell'Associazione:

1. Utilizzare tutta la nostra autorevolezza per assicurare che il necessario processo di decarbonizzazione avvenga in modo pragmatico e non ideologico, superando definitivamente la fase della mono-cultura elettrica. Soprattutto nei trasporti (terrestri, marittimi e aerei) è ormai evidente che il fuel-mix del futuro comprenderà diverse soluzioni: elettrico, biocarburanti, GNL (anche Bio o Sintetico), e-fuels. A queste, in am-

bito marittimo, per raggiungere gli obiettivi IMO saranno necessari anche i combustibili tradizionali con l'aggiunta della cattura della CO₂ per consentirne la decarbonizzazione al camino.

2. Garantire il nostro impegno di cerniera tra il mondo imprenditoriale e quello delle istituzioni per fornire da un lato il supporto tecnico, amministrativo e istituzionale per lo svolgimento del loro quotidiano dei nostri associati e dall'altro assistere in maniera trasparente e costruttiva le istituzioni nello sviluppo del quadro normativo di riferimento.
3. Lavorare per una crescita della base associativa, con particolare attenzione ai gestori di infrastrutture strategiche costiere all'interno dei porti. La nostra vocazione costiera ci ha infatti reso negli anni il punto di riferimento per i temi portuali ed il settore marittimo.

Proprio in considerazione dei porti, come pensa che si possano conciliare queste infrastrutture particolarmente energivore con la necessità di decarbonizzare il sistema dei trasporti?

Le caratteristiche di strategicità delle infrastrutture portuali sono evidenti nell'ambito della catena di trasmissione degli scambi globali (tra i quali le commodity energetiche), soprattutto in un Paese come il nostro che presenta una no-

tevole estensione di perimetro costiero. E' altresì innegabile che i Porti siano poli logistici ad alto consumo energetico, peraltro in crescita in tutte le proiezioni future.

La soluzione per cui Assocostieri sta lavorando, in sinergia con i propri associati e con le Autorità Portuali, è favorire la trasformazione dei porti in veri e propri hub energetici multi-commodity, in grado di offrire una pluralità di servizi, tra cui il cold-ironing, alle flotte del futuro che saranno alimentate da diversi combustibili.

Alcuni operatori siciliani lamentano l'impossibilità di alimentare le proprie navi con GNL a causa della carenza di depositi dedicati e degli ostacoli posti dalla burocrazia. Quali risposte vi sentite di poter dare in proposito?

L'unica soluzione immediatamente disponibile per decarbonizzare il trasporto marittimo è rappresentata dal GNL, ormai chiaramente – stando agli order book delle nuove navi – il fuel of choice per questa prima fase del processo di transizione energetica.

Assocostieri è l'associazione di riferimento della logistica primaria dello Small Scale GNL, raccogliendo la sostanziale totalità degli operatori che stanno sviluppando il sistema infrastrutturale per consentire la penetrazione del GNL nel seg-



mento del trasporto stradale e marittimo. Evidentemente siamo al corrente delle difficoltà degli armatori siciliani che, con visione sulle dinamiche del settore e attenzione ai temi ambientali, hanno già acquisito alcune navi a GNL. Confido però che il sistema Assocostieri sarà in grado a breve di superare gli attuali vincoli: da un lato con l'avvio del servizio di reloading bettoline presso il terminale di OLT e dall'altro con l'arrivo di nuove bettoline GNL attualmente in costruzione.

Sul piano delle regole, Assocostieri ha definito insieme al MIT l'ordinanza-tipo per il bunkeraggio marittimo ship to ship a GNL, che, una volta emanata, costituirà un fondamentale punto di riferimento per il rifornimento di GNL in tutti i porti italiani.

Le politiche in materia di carburanti sostenibili stanno favorendo la nascita di nuovi impianti di produzione di biometano liquefatto. Quali sono i vantaggi che questo prodotto "verde" può apportare al settore dei trasporti nel nostro Paese?

Il biometano è una fonte di energia che, pur presentando di fatto la stessa molecola del metano, presenta un bilancio emissivo neutro e può fornire un notevole contributo al raggiungimento dei target di decarbonizzazione.



Grazie agli impianti di micro liquefazione o al combinato disposto dei servizi di liquefazione virtuale (ndr presso i terminali di rigassificazione di GNL) e al meccanismo delle Garanzie d'Origine, il Bio-GNL può contribuire in maniera ancora più decisa alla decarbonizzazione del trasporto pesante e marittimo.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano una novità nel panorama italiano dei consumi sostenibili. Come valuta le disposizioni normative che sono state introdotte a riguardo? Crede che queste innovative realtà potranno esprimere ulteriori margini di sviluppo?

Come Associazione siamo convinti che le CER possano costituire delle realtà estremamente utili per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di efficientamento delle risorse e auspichiamo una loro applicazione anche in ambito portuale, nell'ottica di una progressiva trasformazione degli scali costieri italiani in hub energetici al servizio della collettività. Alla luce di queste sfide, Assocostieri sostiene la necessità di un intervento normativo che consenta di creare nei porti delle vere e proprie comunità energetiche, coinvolgendo nella loro definizione le Autorità di Sistemi Portuali e consentendo l'accesso in tale ambito alle grandi imprese.



NELLA SOSTENIBILITÀ, C'È TUTTA LA BELLEZZA DEL FUTURO.



Come possiamo progettare il nostro futuro, tutelando anche quello del pianeta? La soluzione c'è, e si chiama **Circular Economy**.

Un modo di pensare, e di agire, che deve guidarci nelle scelte di ogni giorno. **CONOU**, il **Consorzio Nazionale Oli Usati**, è un'eccellenza italiana in questo settore, che da **40 anni** raccoglie e **rigenera milioni di tonnellate di olio minerale esausto**, proteggendo l'ambiente e la nostra salute.

Una filiera di **59 aziende** e più di **1800 persone** che insieme contribuiscono ad alimentare **il circolo virtuoso della sostenibilità**.

FACCIAMO CIRCOLARE LA CIRCULAR ECONOMY.



**CONSORZIO
NAZIONALE
OLI USATI
CONOU**

Gnl, Shell: accordo per acquisire Pavilion Energy

Shell Eastern Trading, controllata di Shell, ha stipulato un accordo con Carne Investments, società interamente controllata da Temasek, per acquisire il 100% delle azioni di Pavilion Energy. E' quanto annuncia Shell in una nota. Pavilion Energy gestisce un'attività globale di commercio di gas naturale liquefatto (GNL) con un volume di fornitura contrattato di circa 6,5 milioni di tonnellate all'anno (mtpa). Basata a Singapore, opera nel commercio di GNL, spedizione, fornitura di gas naturale e commercializzazione in Asia ed Europa.

"L'acquisizione di Pavilion Energy rafforzerà la po-

sizione di leadership di Shell nel GNL, apportando volumi di materiali e ulteriore flessibilità al nostro portafoglio globale", ha affermato Zoë Yujnovich, Direttore del settore gas integrato e upstream di Shell, che continua: "Acquisiremo il portafoglio di contratti di prelievo e fornitura di GNL di Pavilion, che include un ulteriore accesso ai mercati strategici del gas in Asia ed Europa. Integrandoli nel portafoglio globale di GNL di Shell, Shell è fortemente posizionata per generare valore da questa transazione, contribuendo al tempo stesso a soddisfare le esigenze di sicurezza energetica dei nostri clienti".



L'acquisizione - si legge nella nota - si allinea con le linee guida sugli investimenti di Shell, superando il tasso minimo di rendimento interno per il settore Integrated Gas di Shell e contribuendo alla crescita del 15-25% dei volumi acquistati rispetto al 2022, come delineato durante il Capital

dalla
Redazione

Met Group: accordo lungo termine con Shell per la fornitura gnl statunitense

MET Group, società energetica europea integrata con sede in Svizzera, ha stipulato un contratto a lungo termine FOB (Free-On-Board) per l'acquisto di gas naturale liquefatto (GNL), tramite un accordo decennale con Shell, per rifornire i propri clienti europei di GNL statunitense.

Grazie all'accordo, MET Group - si legge in una nota della società - può diversificare ulteriormente il proprio portafoglio di forniture di GNL, contribuendo a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento per i clienti in tutta Europa: dalla domanda delle centrali elettriche a gas alle aziende energivore, dalle PMI alle famiglie. Oltre a rafforzare l'approvvigionamento per il mercato europeo, questa fornitura flessibile di gas consente al Gruppo di realizzare gli obiettivi di diversificazione e di estendere ulteriormente la propria presenza geografica in nuovi mercati, come l'Asia.

MET Group ha sviluppato un sistema di importazione di GNL tra i più diversificati in Europa dal punto di vista dell'approvvigionamento geografico. L'azienda energetica ha contratti di fornitura di rigassificazione a lungo termine in Germania, Croazia e Spagna e negli ultimi anni ha attivato accordi di importazione da 8 Paesi diversi nell'area del Mediterraneo (Grecia, Italia, Croazia, Spagna), nell'Europa nord-occidentale (Regno Unito, Belgio, Germania) e in Finlandia. Nel 2023 MET Group

Markets Day del 2023. L'integrazione dei portafogli inizierà dopo il completamento dell'operazione, previsto entro il primo trimestre del 2025, soggetto alle approvazioni normative e al rispetto di altre condizioni sospensive.

ha consegnato oltre 30 cargo di GNL in Europa. György Vargha, CEO di MET International AG, ha dichiarato: "Questo accordo si inserisce perfettamente nella strategia di MET relativa al gas naturale liquefatto. Abbiamo una posizione diversificata, che si basa sulla nostra capacità di rigassificazione in tutta Europa, ottimizzando i nostri requisiti a valle con fonti di approvvigionamento flessibili. La fornitura di Shell ci permette di diversificare ulteriormente la nostra posizione sui mercati globali del GNL".

Tom Summers, Senior Vice President di Shell LNG Marketing and Trading, ha dichiarato: "Il GNL ha un ruolo cruciale nel garantire la sicurezza energetica e accordi come questo sono fondamentali per raggiungere questo obiettivo. Non vediamo l'ora di lavorare con MET Group per soddisfare il suo fabbisogno di gas e contribuire a soddisfare le esigenze della sua variegata base di clienti".



a cura di
Gianni Murano
Presidente UNEM

Raffinazione tra prodotti tradizionali, crescita domanda, low carbon fuels



Il settore che UNEM rappresenta – raffinazione, logistica e distribuzione di prodotti petroliferi e low carbon - è impegnato a portare avanti una profonda trasformazione dei propri processi produttivi e dei prodotti necessari a soddisfare la mobilità di domani che dovrà essere sempre più decarbonizzata.

Ciò vale sicuramente per il trasporto stradale che per molti anni avrà ancora bisogno di carburanti liquidi considerato che oggi oltre il 90% dei 50 milioni di mezzi che circolano sulle strade italiane sono spinti da un motore endotermico. E a maggior ragione riguarda il trasporto aereo e marittimo che non vedono affacciarsi motorizzazioni alternative nel medio termine.

Dunque, per traguardare la neutralità carbonica entro il 2050 sarà necessario sviluppare tutte le soluzioni tecnologiche che sono in grado di dare un contributo concreto alla decarbonizzazione dei trasporti. Dobbiamo evitare posizioni ideologiche e manichee che possono generare contraccolpi economici e sociali rilevanti su filiere industriali strategiche e che potrebbero persino precludere il raggiungimento dell'obiettivo.

L'Italia parte da una posizione di sicuro vantaggio in termini di nuove soluzioni per la mobilità. Nel

nostro Paese sono già operative due bioraffinerie, tra le 9 presenti in Europa, e una terza dovrebbe arrivare nel 2026. A queste vanno aggiunte diverse raffinerie tradizionali che hanno investito in impianti di co-processing per lavorare selezionate materie prime biogeniche da affiancare a quelle fossili. Oggi possiamo contare su una capacità di produzione totale intorno a 2,8 milioni di tonnellate/anno, che potrebbe arrivare ad oltre 5 milioni nell'arco dei prossimi anni e sostituire circa il 15% dei combustibili fossili.

Una capacità produttiva in linea con l'utilizzo di biocarburanti liquidi previsto al 2030 anche nel nuovo PNIEC, utilizzo che arriva fino a circa 6 milioni di tonnellate con il contributo del biometano, dei prodotti di origine non biologica, i cosiddetti RFNBO, e dell'idrogeno.

Le nostre stime dicono infatti che i consumi di prodotti petroliferi al 2030 si ridurranno di quasi 8 milioni di tonnellate rispetto ad oggi, mentre i biocarburanti e gli altri carburanti low carbon passeranno dagli attuali 1,7 milioni di tonnellate a 6 nel 2030 e a circa 9 nel 2040.

È necessario quindi affrontare il trilemma essenziale della raffinazione che deve trovare l'equilibrio tra l'approvvigionamento di prodotti tradi-

zionali, la crescita della domanda, quindi della produzione dei low carbon fuels, e la sostenibilità economica.

Le attuali configurazioni produttive dovranno essere superate da raffinerie polifunzionali, capaci di lavorare e produrre combustibili tradizionali, ma anche zero e low carbon fuels nell'ambito di processi connessi con cicli agricoli (biocarburanti) e di gestione dei rifiuti (waste-to-fuels) che potranno quindi sviluppare percorsi virtuosi di economia circolare.

Configurazioni che saranno sempre più centrali nei rispettivi poli industriali per integrazioni con altre realtà energivore (ad esempio, chimica, cementifici, prodotti "non combustibili", teleriscaldamento) per assicurare efficienza e profittabilità d'insieme. Le raffinerie saranno quindi centrali in "Energy Hub" dove potranno convivere le varie soluzioni tecnologiche per generare fuels a bassa impronta carbonica, ma anche e-fuels, in un periodo di transizione e convivenza con i fuels convenzionali.

In questo ambito diventa cruciale sostenere anche la ricerca in cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO₂ (CCS e CCSU) per individuare soluzioni innovative e competitive e non perdere terreno rispetto ai nostri partner europei.

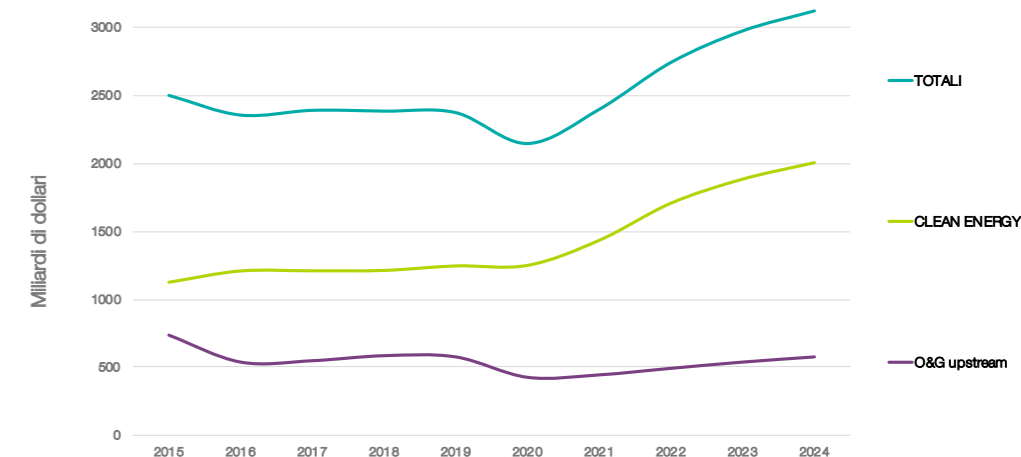
Oggi a livello europeo ci sono 71 progetti CCSU per una capacità totale di 80 MtCO₂/anno entro il 2030. Di questi, solo uno è in Italia, al largo della costa ravennate, che secondo Eni e Snam, titolari del progetto inserito nella lista dei PCI¹, si propone di diventare uno dei più importanti centri CCSU al mondo. Quest'anno è partita la fase iniziale con l'obiettivo di catturare 25.000 tonnellate di CO₂ dalla centrale Eni di Casalborgsetti, per poi arrivare a 4 milioni di tonnellate nella fase industriale prevista per il 2027, fino agli oltre 16 milioni attesi al 2030.

Dato il contesto, sarà perciò necessario adottare un approccio pragmatico e neutrale sulle diverse tecnologie che concorreranno alla decarbonizzazione del trasporto, rivedere la disciplina comunitaria, unidirezionale e disabilitante, sul calcolo delle emissioni dei veicoli leggeri e pesanti per utilizzare il ciclo di vita delle emissioni a favore del Tank-to-Wheel, nonché delineare un quadro chiaro per lo sviluppo della filiera. È infatti cruciale che il percorso di decarbonizzazione si accompagni ad una transizione del nostro tessuto industriale senza rischi di deindustrializzazione.

Un processo di razionalizzazione sarà comunque inevitabile e dovrà essere guidato identificando

¹ Progetti di interesse comune promossi dalla Commissione europea in linea con il Green Deal

INVESTIMENTI ENERGETICI MONDIALI



Fonte: UNEM su dati Aie

UNEM
unione energie per la mobilità

le raffinerie che non hanno le potenzialità di evolversi in distretti industriali né di sviluppare progetti di riconversione verso poli logistici e/o intermodali.

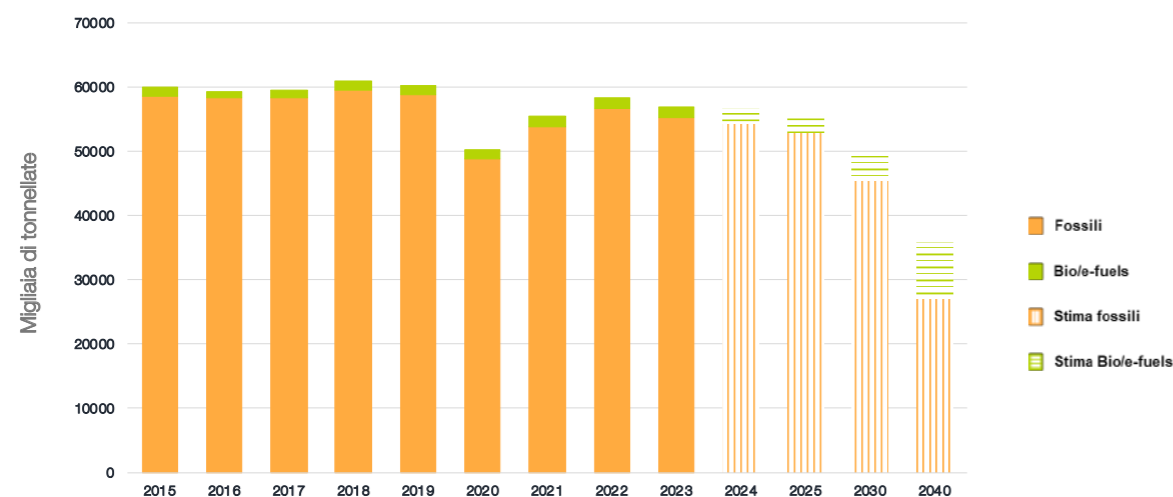
Per questi siti, da inserire eventualmente nell'alveo delle aree industriali di crisi complessa, dovranno applicarsi regole e percorsi autorizzativi chiari e stabili e si potranno promuovere anche interventi di conversione a energie rinnovabili (solare, eolico, idrogeno) con forme agevolate in materia di bonifiche e risanamento industriale. Analogamente, dovranno essere considerate e incentivate le forme aggregative consortili, sia tra le raffinerie (raro che possa accadere visto la collocazione), sia con impianti chimici per sfruttare sinergie ed efficienze. Altrimenti, il settore sarà destinato ad una crisi strutturale con chiusure non sempre rispondenti a una logica di efficienza e con impatti significativi sulla sicurezza e sul tessuto sociale e industriale del Paese, soprattutto in aree particolarmente critiche e con poche alternative di reindustrializzazione.

C'è perciò sempre più bisogno di un approccio

programmatico e di ampio spettro alla transizione energetica, valorizzando le infrastrutture e le competenze nazionali ed è per questo che sarebbe utile, come ho chiesto nella nostra assemblea del 10 luglio scorso, l'avvio di un tavolo interministeriale (MASE, MIMIT, MEF, MASAF) per affrontare il tema in un'ottica allargata, attraverso una programmazione industriale/economica che, considerate le criticità individuate, supporti la trasformazione del settore esaltando il know-how e le potenzialità infrastrutturali, tecnologiche e di competenze del Paese.

Immaginare di poter fare a meno di alcune fonti energetiche arrivando, dietro questa convinzione, a non occuparci più delle loro esigenze di sviluppo e di investimento è un errore che non possiamo permetterci. Lo sviluppo e il benessere di un paese dipendono dalla capacità di avere un sistema energetico sicuro, resiliente ed economicamente efficiente che sappia affiancare la trasformazione dei sistemi produttivi verso modelli più sostenibili, garantendo - oltre alla sicurezza delle forniture - anche sostenibilità economica e sociale.

EVOLUZIONE CONSUMI PRODOTTI FOSSILI E BIO/E-FUELS



Fonte: UNEM

8

UNEM
unione energia per la mobilità

news - Nuove tecnologie

dalla
Redazione

Nextchem integratore tecnologico per unità recupero idrogeno e CO₂ del progetto Hail e Ghasha

NEXTCHEM, attraverso la controllata NextChem Tech, agirà come Technology Design Integrator per sviluppare il Process Design Package (PDP) per l'unità di recupero dell'idrogeno e dell'anidride carbonica del progetto di sviluppo di Hail e Ghasha. E' quanto annuncia MAIRE in una nota. Il progetto Hail e Ghasha, affidato a Tecnimont (Integrated E&C Solutions di MAIRE) da ADNOC nell'ottobre 2023 per un valore totale di 8,7 miliardi di dollari, rappresenta una delle iniziative più cruciali a livello mondiale per la decarbonizzazione dell'industria energetica. Il progetto mira a raggiungere emissioni nette di CO₂ pari a zero, grazie anche alle unità di recupero sviluppate da NextChem Tech, capaci di catturare e immagazzinare fino a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂



all'anno. Questo impegno è parte della strategia di ADNOC per ridurre l'impatto ambientale delle proprie operazioni.

NextChem Tech - si legge nella nota - sarà responsabile del Piano di Sviluppo del Progetto (PDP) per la stazione di compressione del gas grezzo, l'unità di disidratazione e separazione, la stazione di compressione della CO₂ e altre infrastrutture correlate, utilizzando le migliori tecnologie disponibili.

NextChem Tech supporterà Tecnimont nella fornitura di apparecchiature chiave e nello sviluppo dell'ingegneria esecutiva per la sezione di recupero di idrogeno e CO₂. Il valore totale del contratto ammonta a circa 60 milioni di dollari.

Alessandro Bernini, CEO di MAIRE, ha commentato: "Questo progetto dimostra la forza dell'approccio integrato del Gruppo e di come possiamo supportare i clienti in un ampio spettro di soluzioni di decarbonizzazione. Con le sue competenze uniche e distintive, NEXTCHEM si integrerà con Tecnimont lavorando a uno dei progetti più innovativi a livello globale. Inoltre, stiamo offrendo e implementando soluzioni innovative volte a ridurre le emissioni e a ottimizzare il consumo di energia, consentendo una significativa efficienza in termini di opex e capex".

Geotermia, incontro al Mase su ricerca sostenibile del litio

Estrarre il litio dalle brine geotermiche: su questo tema si è svolto al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica un convegno che ha messo a confronto le strutture del MASE con esperti e aziende operanti nel settore.

L'evento, introdotto dal Direttore Generale della Direzione Fonti Energetiche e Titoli Abilitativi Marilena Barbaro, ha visto la partecipazione di alcune delle aziende operanti nel settore come ENEL Green Power, Steam, Turboden, IREN/Altamin ed enti di ricerca come il CNR e RSE.

La prima parte del convegno si è focalizzata sugli aspetti giuridici del settore geotermico con particolare riferimento al Regolamento Europeo sulle Materie Prime Critiche entrato in vigore a maggio 2024 e al DL Materie prime critiche, al fine di adeguare la normativa nazionale sul settore minerario agli obiettivi e standard europei previsti dal citato regolamento, in un'ottica di transizione digitale e green.

La seconda parte dell'incontro è stata dedicata alle esposizioni tecniche delle società impegnate nell'estrazione del litio o ad esse interessate a livello di ricerca e sviluppo.

I recenti interessi economici legati al litio hanno

evidenziato la possibilità della sua estrazione anche dalla brina geotermica, portando così allo sviluppo di diverse metodologie per la valutazione delle risorse e riserve di litio, all'interno dei fluidi ospitati nei serbatoi geotermici.

Le maggiori società di ricerca italiane sono impegnate attualmente in studi collegati all'esplorazione geotermica-mineraria, ai fini di uno sfruttamento di questa rilevante risorsa energetica e mineraria presente nel sottosuolo del nostro Paese, sia per la produzione e auto-produzione energetica sia per l'estrazione del litio.

Durante il convegno sono state presentate alcune tecnologie, in parte consolidate in parte in via di sviluppo, la cui applicazione potrebbe portare benefici in termini ambientali e di efficienza energetica, massimizzando l'uso delle risorse geotermiche e fornendo ad esempio litio essenziale per le batterie dell'industria automotive. Nell'ambito tecnologico è importante evidenziare lo sviluppo della produzione di litio da salamoie geotermiche attraverso tecnologie di economia circolare.

"Da questo convegno emerge l'interesse da parte di molti stakeholder nei confronti del settore geotermico, delle sue potenzialità e delle sfide future che esso si pone", ha affermato il Direttore Barbaro. "Come ministero - ha spiegato - ci impegniamo a mantenere la discussione attiva e aperta, consapevoli della necessità di ulteriori focus anche sulle altre materie prime, oltre il litio, di cui occorre valutare le potenzialità in Italia".



Idrogeno per decarbonizzare acciaio: al via prima sperimentazione in Italia

Al via la prima sperimentazione condotta in Italia presso un impianto siderurgico che prevede l'impiego di idrogeno nella lavorazione di prodotti in acciaio. E' quanto annunciano Snam, Tenaris e Tenova in una nota.

La collaborazione

avrà una durata iniziale di sei mesi. La partnership mira a valutare le prestazioni e l'affidabilità dell'uso dell'idrogeno nell'industria siderurgica e in altri settori difficili da decarbonizzare.

Il progetto - si legge nella nota - prevede l'utilizzo di idrogeno prodotto in loco per alimentare un bruciatore di recente sviluppo da parte di Tenova (100% H₂ ready), installato in un forno di riscaldamento per la laminazione a caldo di tubi senza saldatura nello stabilimento di TenarisDalmine a Dalmine, in provincia di Bergamo. Il test contribuirà a sviluppare linee guida sulla sicurezza e procedure di gestione dell'impianto, favorendo soluzioni integrate per ridurre significativamente le emissioni di CO₂ nei processi produttivi delle industrie hard to abate. TenarisDalmine for-



nirà il sito e il forno di riscaldamento, sfruttando il suo know-how per l'installazione, la conduzione e il monitoraggio degli impianti siderurgici. Snam metterà a disposizione un sistema di elettrolisi alcalina per la produzione dell'idroge-

no necessario al test, mentre Tenova fornirà i bruciatori specificamente progettati per essere alimentati a idrogeno.

Techint Engineering & Construction ha contribuito con lo sviluppo dell'ingegneria di massima e di dettaglio dell'installazione, l'analisi dei rischi e la verifica della conformità con i requisiti di legge e gli standard di sicurezza.

Questa prima collaborazione presso lo stabilimento di TenarisDalmine rappresenta un esempio di "Hydrogen as a Service" di Snam,

un servizio che consente l'uso dell'idrogeno decarbonizzato in contesti industriali. Snam fornisce in leasing il sistema di elettrolisi, che viene operato dall'utilizzatore finale.





Intervista di Margherita Ferrante a
Francesco Maestri
General Manager Tecno Project Industriale (TPI) - Gruppo SIAD

TPI (Siad): nella CCUS il futuro sarà il riciclo chimico della CO₂

Nei Paesi del Nord Europa c'è una forte spinta per l'adozione di tecnologie sulla cattura, recupero e liquefazione della CO₂, con sfide legate all'uso dei solventi amminici per migliorare l'efficienza energetica e ridurre la degradazione chimica. La domanda di CO₂ biogenica è in crescita, con utilizzi principali nelle coltivazioni in serra. In Italia, il settore vede un forte interesse da parte delle aziende di termovalorizzazione e settori industriali difficili da abbattere.

Ne parla in quest'intervista Francesco Maestri, General Manager di Tecno Project Industriale (TPI), società del Gruppo SIAD che sviluppa e ingegnerizza impianti di cattura, recupero e liquefazione della CO₂. La società conta più di 300 impianti già installati in tutto il mondo.



Nell'intervista, Maestri parla pure del settore dal punto di vista normativo e politico, affermando che il pacchetto FIT For 55 dell'UE fornisce un adeguato supporto, e che si sta puntando molto sulla Carbon Capture Utilization and Storage. Il focus principale, però, deve essere sull'utilizzo della CO₂ recuperata più che sul semplice stoccaggio della stessa.

Recentemente SIAD ha installato un impianto per la cattura e la liquefazione di anidride carbonica biogenica a Leopoldov, nella Repubblica Slovacca. Può spiegarci a grandi linee come funziona la tecnologia sulla cattura, recupero e liquefazione della CO₂?

Per la cattura e per il recupero (mediante liquefazione) dell'anidride carbonica si utilizzano due tecnologie differenti. Si parla di recupero della CO₂ quando questa è presente in percentuali superiori all'80% nei gas in alimentazione. Nell'impianto di Leopoldov l'anidride carbonica deriva da un processo di fermentazione del mais finalizzato alla produzione di bioetanolo. La tecnologia TPI recupera mediante liquefazione la CO₂ biogenica che rappresenta la gran parte del gas prodotto durante la fase di fermentazione a monte per la produzione del bioetanolo: l'amido di mais viene trasformato in alcol etilico attraverso un processo biotecnologico. I gas di fermentazione, ricchi di CO₂, sono convogliati mediante tubazione all'impianto SIAD per la purificazione finale e la liquefazione.

Lo stream di gas proveniente dall'impianto di produzione a monte viene purificato in torri di lavaggio e filtri a carboni dedicati. Successivamente

questo gas ad alta percentuale di CO₂ viene raffreddato intorno ai 10°C. La CO₂ viene compressa intorno ai 20 bar, alimentata a una batteria di essiccamento e infine, dopo invio come fluido caldo al ribollitore di coda dell'unità di stripping (che sostiene l'evaporazione della CO₂ liquida), è alimentata al liquefattore di testa colonna, dove viene raffreddata e condensata intorno ai -25°C. Una volta liquefatta la CO₂ di grado alimentare viene stoccata in serbatoi criogenici e poi trasportata ai Clienti.

La tecnologia di TPI non consiste pertanto in una semplice condensazione monostadio della CO₂, operazione che è invece integrata con una purificazione della CO₂ stessa mediante frazionamento in una colonna dedicata. La CO₂ viene così recuperata in coda alla colonna con un elevato grado di purezza, rientrando in particolare nelle specifiche ISBT (richieste dal mercato del beverage), indipendentemente dalla qualità della CO₂ prodotta dal processo a monte.

Qual è la situazione del mercato e delle tecnologie sulla cattura, recupero e liquefazione della CO₂ nei Paesi Ue?

Esiste una spinta fortissima nei paesi del nord Europa. Sono diverse, infatti, le commesse vinte da TPI proprio nei paesi scandinavi, tra cui impianto

di recupero e liquefazione CO₂ (500,000 ton/y CO₂), per mezzo del quale la CO₂ catturata verrà stoccata in giacimenti esausti (CCS). Una delle sfide è legata alla scelta dei solventi amminici utilizzati nei processi di cattura, nell'ottica sia di ridurre il consumo di energia per il recupero finale della CO₂ rigenerando il solvente, sia di abbattere la degradazione del solvente amminico con formazione di sali stabili in colonna. Un altro aspetto rilevante riguarda la CO₂ biogenica la cui richiesta è in continuo aumento e di conseguenza anche la domanda di impianti di cattura e recupero. Nel 2018 TPI ha costruito in Olanda il più grande impianto di cattura e liquefazione CO₂ in Europa, con una potenzialità di oltre 12 ton/h di CO₂ catturata. La società cliente olandese è specializzata nella produzione di energia da fonti rinnovabili e ha individuato in Tecno Project Industriale il partner giusto per la realizzazione di un progetto su larga scala, finalizzato al recupero di CO₂ prodotta da un termovalorizzatore a monte. TPI, in questo caso, ha ingegnerizzato ed installato un impianto su larga scala di cattura CO₂ a solventi selettivi, capace di abbattere le emissioni di CO₂ e al contempo valorizzare la CO₂ come risorsa. L'anidride carbonica è infine stoccata in appositi serbatoi e destinata al mercato locale, nel quale uno dei



principali utilizzi riguarda le coltivazioni in serra. Ciò consente agli end-users di beneficiare di una risorsa eco-friendly e pronta all'uso, contrastando l'impatto ambientale legato all'uso del gas metano.

E in Italia in particolare qual è lo stato dell'arte e che prospettive ci sono nel settore?

In Italia nel mercato della cattura CO₂ sono molto attente le grandi aziende di termovalorizzazione, i settori hard-to-abate e in prospettiva le aziende chimiche.

Dal punto di vista normativo e politico ritenete che il settore sia adeguatamente supportato? Qual è la situazione attuale e che altro servirebbe?

Sì, in particolare il pacchetto di riforme FIT For 55 promulgate dalla UE, il cui obiettivo è ridurre il cambiamento climatico, è sicuramente un impianto normativo adeguato. Si sta puntando molto sulla Carbon Capture Utilization and Storage. Il focus principale deve essere sull'utilizzo della CO₂

recuperata più che sul semplice stoccaggio della stessa. Il futuro sarà infatti il riciclo chimico della CO₂; grazie all'incremento della produzione di idrogeno da fonti green e quindi alla riduzione dei costi di produzione, si potrà ad esempio attraverso la metanazione della CO₂, ottenere una preziosa fonte di energia come il metano sintetico.

Quali sono i progetti futuri sulla CCUS che volete mettere in campo come società?

Ci stiamo indirizzando verso tecnologie di cattura, recupero e liquefazione sempre più efficienti e di grandi dimensioni come richiesto dai mercati che forniamo, senza perdere la nostra vocazione nell'offrire soluzioni flessibili, anche su scala più piccola, a utilizzatori differenziati.

Il Gruppo SIAD si conferma leader anche nella filiera della CO₂ biogenica da biogas, uno dei settori in cui abbiamo sviluppato una filiera unica nel suo genere, unendo all'upgrading la liquefazione della CO₂, la competenza nell'analisi e la capacità distributiva di SIAD.



ALP3 Alimentatore a batteria per prove sul campo

- Batteria interna Li-Po da 220Wh, ricaricabile da rete, batteria auto, o da **pannello fotovoltaico**.
- Tensione erogata programmabile da **0 a 48V**.
- Legge e regola la DDP, con corrente di base.
- Regolazione ad **alta efficienza** (tecnologia switching).
- Corrente erogata programmabile da DuA a 3A su 4 scale.
- Possibilità di telegestione via GSM.
- Data logger 3 canali ed interruttore ciclico a bordo.
- Display grafico LCD 128x64 per misure / programmazione.
- Apparato **leggero e compatto** (3 Kg, 27x19x10 cm).

3A / 140W



Serie HTx Alimentatore Catodico

- Alimentatore automatico, gestione a microprocessore.
- Alto rendimento: **90% a piena potenza**.
- **Compatto**: 34x18x23 cm (BxHxP) 6.9 Kg.
- Versioni da 2,6,12,18, 25A; alimentazione da rete 230V.
- Regolazione FULL-BRIDGE PHASE-SHIFT SOFT SWITCHING.
- Opzioni: datalogger, ciclico, telegestione via MODBUS / GSM.



DL12 Data Logger 2 canali da piantana

- Legge e visualizza: **DDP** (6 scale), **CORRENTE** (shunt esterno).
- Display / tasti a bordo: programmabile sul campo senza PC.
- 2 milioni di campioni con data/ora/postazione/scala.
- Batteria interna Li-Ion **ricaricabile**; autonomia 1 anno.
- Con caricabatteria e software PC per post-elaborazione.
- **Basso costo e Piccole dimensioni**: solo 12x5x3 cm.

opzione GSM



Serie EHTx Alimentatore Catodico

- Alimentatore Switching per **Alte Potenze**, fino a 100A/50V (5kW).
- Alimentazione 400V / 3F - **Alto rendimento** > 90%.
- Interruttore **ciclico GPS**, **Datalogger**.
- **Compatto**: 54x31x36 cm (BxHxP), 21 kg.
- Disponibile in differenti configurazioni.

Telegestibile
via cavo (MODBUS)
o GSM



- Alimentatori di Alta Potenza (fino a 400 A) gestiti da PC industriali con Touch Screen.
- Alimentatori ad alto rendimento, anche in versione IP65.
- Data Loggers multicanale per DDP e Corrente.
- Altissima affidabilità: **oltre 40 anni di esperienza** nel settore, assistenza diretta.
- Soluzioni progettate e realizzate anche su specifiche del Cliente.

**VENDITA E
ASSISTENZA DIRETTA
PREZZI COMPETITIVI**

Trasporto marittimo, T&E: tanti progetti “green” in UE ma zero in Italia

Mentre nell'Unione Europea cresce la produzione pianificata di carburanti verdi, l'Italia non riesce ad attrarre capitali per avviare progetti per la sintesi di questi vettori, necessari alla decarbonizzazione del trasporto marittimo. È quanto emerge dalla mappatura dei progetti europei per la produzione di idrogeno verde (e carburanti sintetici da esso derivati), realizzata da Transport & Environment, la principale organizzazione ambientalista indipendente in materia di trasporti.

L'analisi indica che, se tutti i progetti giungessero alla fase di produzione, quasi il 4% del trasporto marittimo europeo potrebbe essere alimentato con carburanti verdi entro il 2030, equivalente a circa 1 Mtep. Questo contribuirebbe a creare nuovi posti di lavoro nel continente e ad avviare il processo di decarbonizzazione del settore.

L'Italia - si legge nella nota - fatica ad attrarre investimenti e, senza tempestivi stimoli di politica industriale, rischia di rimanere ai margini della nascita di una nuova industria strategica, replicando quanto sta già accadendo nella transizione all'e-mobility.

“La transizione del settore marittimo verso carburanti neutri dal punto di vista climatico offrirà grandi opportunità industriali, economiche e occupazionali. Proprio per questo è preoccupante dover rilevare l'assenza dell'Italia all'appello per lo sviluppo di una nuova industria, che promette di prendere piede in molti stati europei. Il nostro Paese sembra non comprendere fino in fondo il ruolo che questi carburanti avranno. Lo si vede

bene dalla proposta di PNIEC sin qui circolata, dove i volumi nazionali di consumo di e-fuels, da qui al 2030, vengono pianificati per il 93% per il trasporto su strada, mentre appena il 7% è riservato ai settori hard to abate come l'aviazione e il marittimo”, ha commentato Carlo Tritto, Policy Officer per Transport & Environment Italia.

A inizio 2024, ci sono almeno 17 progetti europei per la produzione di carburanti sintetici a base di idrogeno verde, noti come e-fuels, destinati al settore marittimo. Se tutti questi progetti venissero realizzati, potrebbero coprire circa il 4% (1.06 Mtep) del fabbisogno energetico totale dello shipping europeo al 2030 (circa 28 Mtep), avviando il settore verso la decarbonizzazione. Tuttavia, solo sei progetti sono sicuri di ricevere i finanziamenti necessari, mentre due terzi sono ancora in attesa di decisioni. Ci sono ulteriori 44 progetti che potrebbero fornire idrogeno al settore marittimo, portando il totale a 61 progetti mappati da T&E. Tuttavia, la produzione di idrogeno di questi progetti potrebbe essere contesa da altri settori industriali con elevata domanda di idrogeno.

Se tutti i progetti mappati da T&E raggiungessero la fase di produzione, l'obiettivo del 2% di carburanti verdi entro il 2034, introdotto dal regolamento FuelEU Maritime, sarebbe facilmente raggiungibile. Tuttavia, molti progetti devono ancora ottenere finanziamenti, e nessuno di quelli destinati specificamente al settore navale è attualmente operativo. I produttori di e-fuels individuano come principali ostacoli il rischio di una

domanda insufficiente e l'incertezza di un quadro regolatorio poco chiaro, specialmente per lo sviluppo di vettori ad alta intensità di capitale. Questa incertezza mette a rischio sia milioni di tonnellate di combustibili verdi che potenziali posti di lavoro: a livello globale, la transizione energetica del trasporto marittimo potrebbe generare circa 4 milioni di nuovi posti di lavoro entro il 2050. Danimarca e Spagna sono in testa nella corsa per gli e-fuels. La Danimarca rappresenta oltre la metà di tutto il volume di idrogeno previsto per i 61 progetti mappati da T&E. Tuttavia, per i carburanti destinati esclusivamente al trasporto marittimo, la Spagna ha il maggiore potenziale, con un terzo dei volumi previsti. Nonostante la sua natura insulare, il Regno Unito ha pochi progetti, mentre, oltre all'Italia, anche la Grecia non sembra avere piani di sviluppo significativi, nonostante entrambi i Paesi abbiano una forte tradizione navale. L'ammoniaca sintetica - si legge nella nota - ha

un grande potenziale per il settore marittimo. Nel lungo periodo, i piani di produzione favoriscono l'ammoniaca sintetica come la soluzione più efficace per sostituire i carburanti fossili, rappresentando il 77% dei volumi previsti. Tuttavia, nessuno di questi progetti ha ancora ricevuto una decisione finale di investimento.

Carlo Tritto ha concluso: “Il trasporto marittimo sembra essere di fronte al dilemma dell'uovo e della gallina: da un lato i produttori di carburanti aspettano segnali di domanda più chiari da parte degli operatori navali, prima di effettuare grandi investimenti. Gli operatori marittimi, dal loro canto, aspettano che tali carburanti diventino più diffusi ed economici prima di firmare accordi di fornitura. In questo stallo, l'Unione Europea dovrebbe intervenire fissando obiettivi minimi sia dal lato dell'offerta che della domanda, fornendo così certezza di investimento sia ai produttori di carburante che alle compagnie di navigazione”.



a cura di
Monica Dall'Olio



Emissioni metano: dopo **via libera** europeo, l'Italia si prepara al recepimento

Il tema è stato dibattuto nel corso di un incontro del Tavolo nazionale sull'argomento, promosso da Amici della Terra insieme a EDFE, Environmental Defense Fund Europe con tutti i soggetti italiani, pubblici e privati, maggiormente interessati al tema

In seguito al semaforo verde del Parlamento Europeo, il Consiglio Ue ha adottato il 27 maggio scorso il Regolamento sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, che modifica il regolamento (UE) 2019/942.

Il provvedimento, parte del pacchetto Fit for 55 (finalizzato a conseguire la neutralità climatica nell'UE entro il 2050), è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE il 15 luglio.

La Commissione europea, sotto l'egida della commissaria per l'Energia Kadri Simson, aveva presentato la proposta di regolamento nel dicembre 2021 e prevede di riesaminarne l'applicazione nel 2028, compreso il livello di riduzione delle emissioni conseguito.

Il regolamento introduce nuovi obblighi in materia di misurazione, comunicazione e verifica delle emissioni di metano nel settore dell'ener-

gia. Le misure di mitigazione, come il rilevamento e la riparazione delle fuoriuscite di metano e la limitazione del rilascio e della

combustione in torcia, mirano a evitare le emissioni di metano. Gli strumenti di monitoraggio mondiale garantiranno la trasparenza in merito alle emissioni di metano derivanti dalle importazioni di petrolio, gas e carbone nell'UE.

L'evento del Tavolo italiano

L'argomento è stato dibattuto nel corso di un incontro del Tavolo nazionale sull'argomento, promosso dall'associazione ambientalista Amici della Terra insieme a EDFE, Environmental Defense Fund Europe con tutti i soggetti italiani, pubblici e privati, maggiormente interessati al tema, che si è svolto a Roma il 24 giugno.

Ricordiamo che dal 2021 la collaborazione tra Amici della Terra ed EDFE ha portato alla forma-

zione di un tavolo di lavoro partecipato da tutti i principali stakeholder della filiera del gas naturale in Italia, il cui lavoro ha portato alla stesura del documento "Indirizzi per una Strategia italiana di riduzione delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale", condiviso e sottoscritto da tutti i partecipanti del tavolo. Si tratta del primo caso in cui imprese, associazioni ed ONG ambientaliste sottoscrivono un impegno comune alla riduzione delle emissioni di metano fissando anche precisi obiettivi qualitativi e quantitativi.

Dopo i saluti di Monica Tommasi, presidente Amici della Terra, moderati dall'esperto di tematiche energetiche Diego Gavagnin, sono intervenuti Raffaele Piria, Ecologic Institute Germany, che ha introdotto il nuovo regolamento; Alessia Clocchiatti, team leader methane international and fossil fuel phase out, DG Energy European Commission; Giulia Ferrini, programme officer presso l'IMEO (UNEP), Andrea Lo Presti, Arera; Antonio Caputo, Ispra; Stefano Cagnoli, direttore generale CIG; Tommaso Franci, responsabile energia Amici della Terra; Flavia Sollazzo, senior director for Energy Transition in the EU, EDFE; Marta Bucci, direttore generale Proxigas; Angelo Lo Nigro, task force Assorisorse emissioni di metano e Francesco Vitolo, settore energia Utilitalia. Ha chiuso i lavori Francesca Di Macco, Dipartimento Energia MASE, Ufficio affari UE.

L'Italia si prepara al recepimento: chiave governance

Proprio Di Macco durante il suo intervento ha confermato che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica è già al lavoro per il recepimento.

Il nuovo Regolamento prevede infatti una serie di azioni preliminari a cura degli Stati nazionali. Innanzitutto il riconoscimento delle Autorità competenti, incaricate della sua attuazione, che contempla nuove tipologie di controllo delle infrastrutture del gas naturale (giacimenti, gasdotti, rigassificatori), la relativa reportistica e la comunicazione dei dati rilevati (non più solo stimati).

"Molto dovremo fare come stato membro – ha sottolineato – ma anche molto dovrà fare la commissione e molto anche gli organismi tecnici per la definizione degli standard."

"Internamente è partito il dibattito su come fare fronte a tutti gli adempimenti che lo stato membro si troverà ad affrontare. E come stato membro il primo di questi adempimenti è proprio quello della definizione di una o più autorità competenti che dovranno svolgere le previste delicate mansioni di monitoraggio, di ispezione, di valutazione, di inventario e di sanzione. Alcune di queste autorità competenti potranno basarsi magari su attività assimilabili che già svolgono, altre saranno attività del tutto nuove.

Per il Dipartimento Energia una buona governance è il punto di partenza imprescindibile.

"Il primo messaggio di cui mi faccio portavoce è che stiamo per attivare delle consultazioni con i principali soggetti che potranno essere le future autorità competenti, con gli stakeholder, per individuare questo sistema di governance che possa sfruttare quindi le strutture già preesistenti e per individuare anche un ruolo di coordinamento da parte del ministero".

Emissioni di metano e G7

La rappresentante del Ministero dell'Ambiente ha ricordato lo spazio dedicato proprio al tema emissioni di metano nell'Apulia G7 Leaders' Communiqué, rimarcando il ruolo da protagonista internazionale dell'Italia per la riduzione delle emissioni di metano.

Nella parte dedicata a Energy, Climate and Environment, si legge infatti: "riconoscendo che la riduzione delle emissioni di metano dalle operazioni dei combustibili fossili mediante tecnologie già esistenti è ampiamente fattibile ed economicamente conveniente per le operazioni di petrolio e gas, intensificheremo gli sforzi per affrontare le emissioni di metano in linea con il livello di riduzione globale di almeno il 35% delle emissioni di metano entro il 2035. Ci

impegniamo a perseguire uno sforzo collettivo verso una riduzione del 75% delle emissioni globali di metano dai combustibili fossili, anche riducendo l'intensità delle emissioni di metano delle operazioni di petrolio e gas entro il 2030, sviluppando una metodologia robusta e utilizzando dati di misurazione, e collaborando con i paesi produttori di petrolio e gas non appartenenti al G7, in particolare in Africa, per ottenere tagli significativi alle emissioni di metano."

Anche il G7 Clima, Energia e Ambiente piemontese dello scorso aprile aveva inserito tra i propri impegni la riduzione delle emissioni di metano, più nello specifico "la riduzione del 75% al 2030 delle emissioni di gas metano dalle filiere dei carburanti fossili".

Il ruolo italiano, a partire dalla collaborazione offerta negli scorsi due anni per la scrittura del Regolamento, è stato sottolineato anche da Alessia Clocchiatti, team leader methane international and fossil fuels phase out della Commissione Europea. La rappresentante della DG Energia ha richiamato l'importanza dell'iniziativa europea sugli aspetti legati alla qualità ambientale del gas naturale importato, e di conseguenza sul rapporto con i paesi produttori, essendo l'Europa responsabile solo del 6% delle emissioni sul proprio territorio. Aspetti evidenziati anche da Giulia Ferrini, Programme officer dell'IMEO (International Methane Emissions Observatory), organismo ONU istituito dal G20 a presidenza italiana nel 2021.

Regolamento, conosciamolo meglio

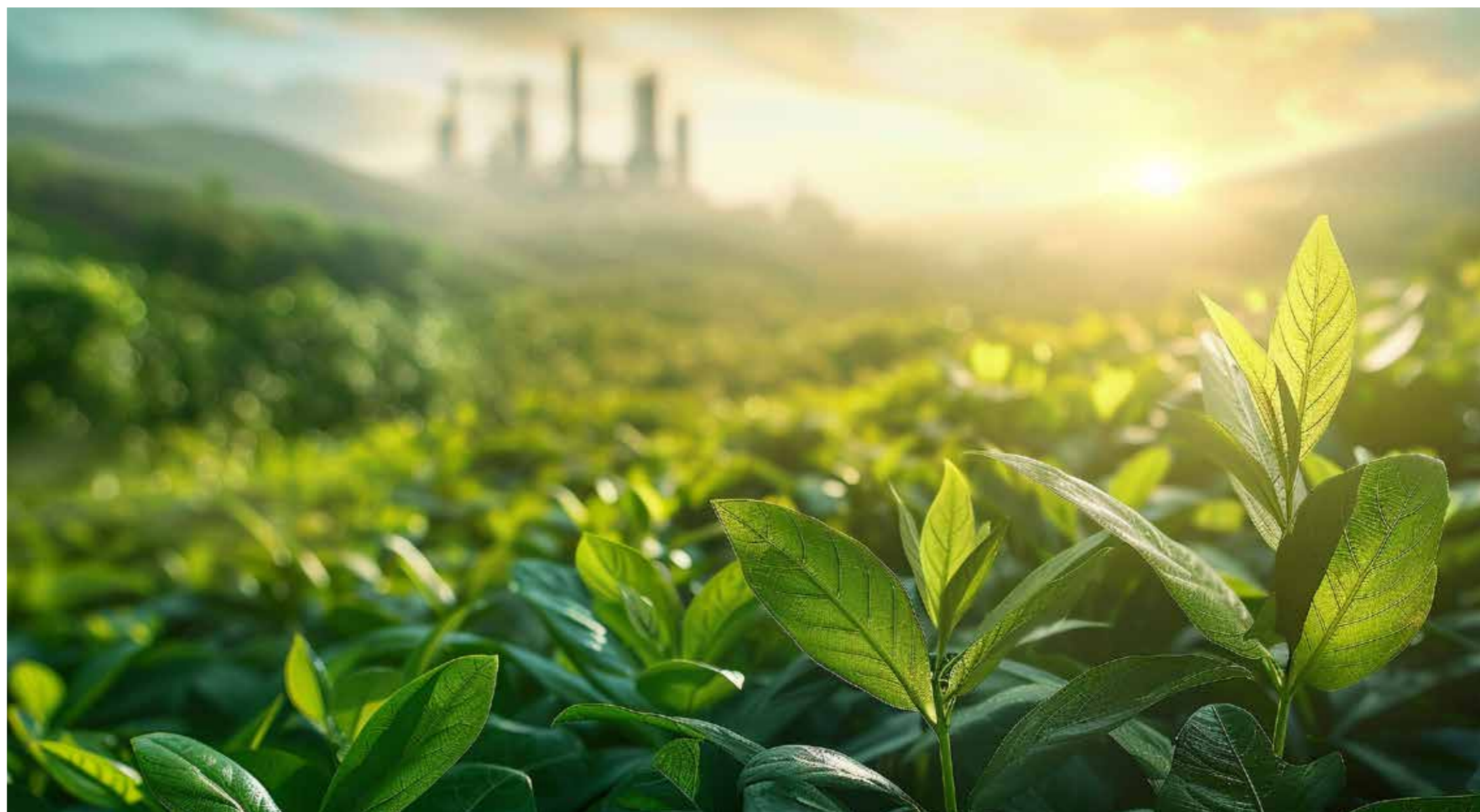
Il provvedimento mira a bloccare le emissioni fuggitive sia nell'UE che nelle catene di approvvigionamento globali, e a ridurre al minimo le perdite di metano da parte delle aziende di energia fossile che operano nell'UE.

Prima di tutto, prevede norme più rigorose in materia di monitoraggio e comunicazione.

- I gestori dovranno misurare le emissioni di metano alla fonte e redigere relazioni di moni-

toraggio che saranno controllate da verificatori indipendenti accreditati.

- Gli Stati membri manterranno e terranno aggiornato un inventario di tutti i pozzi, come pure piani di mitigazione per i pozzi inattivi, allo scopo di prevenire i rischi ambientali e per la salute pubblica derivanti dalle emissioni di metano.
- Misureranno e monitoreranno inoltre le emissioni dalle miniere di carbone chiuse o abbandonate da meno di 70 anni, dal momento che il metano continua a essere rilasciato anche quando la produzione è interrotta.



- Le autorità nazionali effettueranno ispezioni periodiche per verificare e garantire la conformità dei gestori alle prescrizioni del regolamento, compresa l'adozione di misure correttive intese a darvi seguito.
- L'importante ruolo della prevenzione e delle misure di mitigazione.
- In base alle nuove norme, i gestori dovranno rilevare e riparare le fuoriuscite di metano e dovranno effettuare indagini sulle fuoriuscite in diversi tipi di infrastrutture a intervalli prestabiliti.
- I gestori dovranno quindi riparare o sostituire tutti i componenti al di sopra di determinati livelli di fuoriuscita di metano immediatamente dopo il rilevamento e comunque entro cinque giorni dal rilevamento. Il termine fissato per

una riparazione completa ai sensi delle nuove norme è di 30 giorni.

- Inoltre, il regolamento vieta il rilascio e la combustione in torcia del metano dalle stazioni di drenaggio entro il 2025 e dai pozzi di ventilazione entro il 2027, a meno che non sia strettamente necessario o in caso di emergenza o malfunzionamento.

E per le emissioni di metano al di fuori dell'UE?

- Saranno tracciate anche le emissioni di metano risultanti dalle importazioni di energia dell'UE.
- Le nuove norme introdurranno strumenti di monitoraggio mondiale per accrescere la trasparenza in merito alle emissioni di metano derivanti dalle importazioni di petrolio, gas e carbone nell'UE.



Intervista di Elena Veronelli a
Fausto Batini
Presidente di Rete Geotermica

Rete Geotermica: serve autorità geotermica nazionale per semplificazione autorizzazioni

Procedimenti autorizzativi complessi e frammentati, strumenti di incentivazione inadeguati, decentramento amministrativo, scarsa conoscenza dell'energia geotermica. In questa intervista Fausto Batini, Presidente di Rete Geotermica, spiega punto per punto quali sono i principali ostacoli che ancora persistono per il decollo del settore della "geotermia a emissioni nulle".

Secondo Batini, per sciogliere questi nodi che bloccano gli investimenti, il Governo Italiano dovrebbe, come già avviene in altri Paesi Europei come la Germania, la Francia ed il Regno Unito, mettere in campo maggiori risorse per incentivare la realizzazione di un congruo numero di impianti geotermoelettrici ad emissioni nulle. Come? Incrementando il contingente di potenza previsto per la geotermia ad emissioni nulle nel FER 2; adeguando la tariffa incentivante prevista nel FER2 per tener conto dell'aumento dei costi delle materie prime (indicizzato all'inflazione); istituendo un fondo assicurativo che mitighi il rischio di esplorazione.

Inoltre per Batini è necessario che il Governo istituisca un'Autorità Geotermica Nazionale dedicata a coordinare lo sviluppo del settore e definire procedure semplificate e tempi certi per l'iter autorizzativo, con standard uguali in tutte le Regioni.

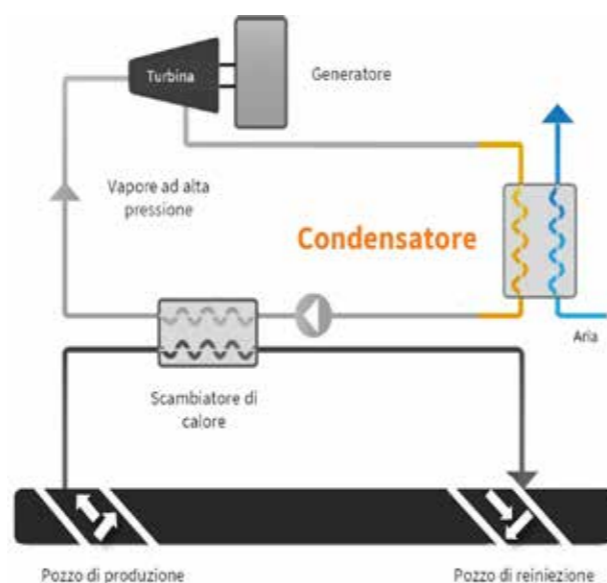
Di recente Rete Geotermica ha presentato, con il supporto di The European House – Ambrosetti, il primo Studio Strategico in Italia "La geotermia a emissioni nulle per accelerare la decarbonizzazione e creare sviluppo in Italia".

Iniziamo con lo spiegare bene che cos'è la geotermia ad emissioni nulle...

La "geotermia ad emissione nulle" è una tecnologia a "ciclo chiuso" che consente di valorizzare la risorsa geotermica "primaria" ("calore endogeno") senza emissioni inquinanti in atmosfera e senza consumo di acqua. Il calore endogeno riscalda l'acqua presente nelle rocce del sottosuolo ("fluido geotermico") che può essere utilizzato in superficie per la produzione di energia elettrica e termica.

Il funzionamento di un impianto geotermico a emissioni nulle prevede 4 fasi:

1. il fluido geotermico caldo, prelevato mediante pozzi di uno o più pozzi di produzione, viene immesso in uno scambiatore di calore;
2. all'interno dello scambiatore di calore, il fluido geotermico trasmette il calore ad un fluido



("fluido di lavoro"), a bassa temperatura di ebollizione, che viene trasformato in vapore;

3. "il fluido di lavoro" sottoforma di vapore ad alta pressione viene espanso all'interno di una turbina che genera energia elettrica;
4. il fluido geotermico, raffreddato dopo aver ceduto calore al "fluido di lavoro" viene reimpresso nelle medesime rocce di provenienza per essere nuovamente riscaldato dal calore endogeno. La geotermia a emissioni nulle può essere applicata a risorse geotermiche con temperatura maggiore di >120 °C, diffuse e accessibili nel territorio nazionale a profondità comprese tra 2000 e 5000 m.

La tecnologia geotermica a emissioni nulle offre anche l'opportunità di applicare approcci progettuali innovativi e sito-specifici innovativi per realizzare impianti geotermici in grado di integrarsi nel paesaggio circostante preservando il territorio dal punto di vista naturalistico ed ambientale. Esempi di questa tipologia di impianti sono quello di Sorghena nella Val di Paglia (a sinistra) e quello di Graziella Green Power nel Comune di Castelnuovo di Val di Cecina (a destra).

Quali sono gli ostacoli che ancora persistono per il decollo del settore?

Innanzitutto, i procedimenti autorizzativi sono complessi e frammentati. La normativa adottata per l'attribuzione dei Permessi di Ricerca e Concessioni di coltivazione di risorse geotermiche è essenzialmente basata su quella utilizzata per il rilascio di Titoli Minerari (come quelli per la ricerca e sfruttamento degli idrocarburi), senza però considerare che la risorsa geotermica (il "calore endogeno" presente nel sottosuolo) è una fonte di energia rinnovabile e come tale dovrebbe essere valorizzata.

Mentre gli idrocarburi sono estratti dal sottosuolo e bruciati con emissione di inquinanti in atmosfera, la "geotermia a emissioni nulle" consente di valorizzare il "calore endogeno" per produrre energia elettrica e termica senza emissione di inquinanti in atmosfera.

Inoltre, si registra una mancanza di tempi certi

nell'espletamento degli iter autorizzativi. A titolo meramente esemplificativo, il titolare di un Permesso di Ricerca Geotermica deve affrontare almeno cinque fasi autorizzative (nel caso ottimistico, in cui vengano rispettati gli attuali termini di legge, occorrono 45 mesi per espletare le fasi autorizzative) prima di ottenere il rilascio della Concessione di Coltivazione. Purtroppo i tempi previsti dalla normativa raramente vengono rispettati in quanto i titolari sono spesso chiamati a fornire più volte le stesse integrazioni magari già fornite in precedenti fasi dell'iter autorizzativo. Altro problema, è il decentramento amministrativo che ha posto in essere una frammentazione delle procedure introducendo una moltiplicazione dei regolamenti e normative applicate dalle diverse Regioni:

Il risultato di questa complessità e frammentazione è il fatto che dal 2010 ad oggi non è stato perforato nessun pozzo geotermico esplorativo in Italia. Gli strumenti di incentivazione sono poi inadeguati. La geotermia a emissioni nulle è una tecnologia innovativa e, di conseguenza, ha attualmente un costo di sviluppo più elevato rispetto alle tecnologie rinnovabili tradizionali. Deve, pertanto, essere accompagnata da adeguati meccanismi di supporto che consentano di trasformarla in una tecnologia "consolidata".

Dal 2010 ad oggi solo sei impianti geotermoelettrici ad emissioni nulle hanno ottenuto l'iscrizione al registro per complessivi 30 MW. Tuttavia nessuno degli impianti è stato realizzato a causa del prolungarsi dell'iter autorizzativo.

Nella bozza del PNIEC non viene citato un obiettivo per la geotermia a emissioni nulle, mentre la bozza del Decreto FER2 prevede uno sviluppo minimale (solo 60 MW per impianti ad emissioni nulle). Anche guardando al 2050, la strategia italiana di lungo periodo non riporta obiettivi puntuali per la geotermia a emissioni nulle.

La bozza del nuovo decreto FER 2 per l'incentivazione delle energie rinnovabili innovative, in



Cosa dovrebbe fare il Governo per supportare i progetti geotermici? Quali misure dovrebbero essere messe in campo?

Il Governo prima di tutto dovrebbe, nel nuovo PNIEC (Piano Integrato Nazionale Energia e Clima), riconoscere il ruolo strategico della geotermia ad emissioni nulle che, se opportunamente sostenuta, può fornire il 10 % della produzione di energia elettrica al 2050.

La geotermia a emissioni nulle è una tecnologia innovativa e, di conseguenza, ha un costo di sviluppo più alto delle tecnologie rinnovabili tradi-

zionali. Pertanto è necessario introdurre adeguati meccanismi di supporto che ne consentano la piena "industrializzazione" con conseguente riduzione dei costi di generazione e renderla competitiva nel mercato elettrico (così come avvenuta per altre FER, come il fotovoltaico). È anche necessario mitigare il rischio associato alle prime fasi di sviluppo, soprattutto nelle fasi di perforazione dei primi pozzi (rischio di esplorazione), che incidono anche fino al 50% dell'investimento.

In particolare il Governo Italiano, come già avviene in altri Paesi Europei come la Germania, la Francia ed il Regno Unito, dovrebbe mettere in campo maggiori risorse per incentivare la realizzazione di un congruo numero di impianti geotermoelettrici ad emissioni nulle. Questo potrebbe essere fatto con più strumenti: incrementando il contingente di potenza previsto per la geotermia ad emissioni nulle nel FER 2 (le imprese che fanno parte di Rete Geotermica hanno un piano di sviluppo di progetti per oltre 800 MW da realizzare nei prossimi dieci anni in varie Regioni quali Toscana, Emilia-Romagna, Lombardia, Veneto, Lazio); Adeguando la tariffa incentivante prevista nel FER2 per tener conto dell'aumento dei costi delle materie prime (indicizzato all'inflazione); Istit-

corso di predisposizione da oltre quattro anni e non ancora emanato, prevede per gli impianti geotermoelettrici ad emissioni nulle un contingente di potenza di soli 60 MW, a fronte di oltre 800 MW che gli associati di Rete Geotermica hanno in fase sviluppo.

Infine, vi è una scarsa conoscenza dell'energia geotermica. L'interesse per la geotermia risulta molto limitato nel dibattito pubblico e nei canali media, dove la tecnologia viene spesso presentata con una connotazione negativa che influenza la percezione comune. Tuttavia, da un'analisi approfondita dei principali falsi miti emerge come le principali preoccupazioni relative alla geotermia siano spesso non accurate e enfatizzano gli impatti ambientali, che nel caso degli impianti ad emissioni sono trascurabili.

È necessario operare una campagna di corretta informazione per far comprendere le nuove possibilità di valorizzazione di questa importante fonte. La consapevolezza dell'utilizzo di tecnologie a totale re-iniezione con cicli binari chiusi e di un attento inserimento della centrale nel contesto paesaggistico, porterebbero ad una maggiore apertura delle popolazioni con conseguente innesco di un ciclo positivo nell'utilizzo della geotermia.

tuendo un fondo assicurativo che mitighi il rischio di esplorazione, per tutelare l'attività imprenditoriale dal rischio intrinseco della tecnologia, Tali misure dovranno essere rese stabili nel medio-lungo periodo (almeno 10 anni) e consentire termini certi e congrui per la messa in esercizio degli impianti.

Di recente il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Gilberto Pichetto Fratin, ha fatto sapere che il Governo sta lavorando alla stesura di un Testo Unico sulle semplificazioni procedurali per le rinnovabili. Siamo sulla strada giusta?

La semplificazione ed armonizzazione delle procedure autorizzative a quelle adottate per le altre energie rinnovabili è un passaggio fondamentale per consentire lo sviluppo di progetti geotermici ad emissioni nulle.

Tuttavia, considerato che le risorse geotermiche idonee alla produzione di energia elettrica, sono considerate strategiche e sono un bene indisponibile dello stato è necessario che il Governo istituisca un'Autorità Geotermica Nazionale dedicata a coordinare lo sviluppo del settore e definire procedure semplificate e tempi certi per l'iter autorizzativo, con standard uguali in tutte le Regioni. In particolare si dovrà procedere all'istituzione del Titolo Autorizzativo Unico che preveda un unico iter autorizzativo e ambientale ("one shop stop") per lo sviluppo di impianti geotermici, al fine di garantire il rilascio della concessione in caso di successo della fase iniziale. E anche all'individuazione di aree "ottimali" (idonee) per lo sviluppo di impianti geotermici, basate sulla mappatura del potenziale geotermico e sugli studi già predisposti dal Ministero.

In questo settore l'Italia è l'8° Paese al mondo. Quali sono i primi sette e in cosa si differenziano dal nostro Paese?

Sono un mix di paesi sviluppati ed in via di sviluppo: Stati Uniti (2653 MW), Indonesia (2360 MW), Filippine (1932 MW), Turchia (1691 MW), Nuova Zelanda (1043 MW), Messico (999 MW), Kenya (949 MW). I paesi a più rapida crescita dal 2010 ad oggi,

quali Indonesia (+1171 MW), Turchia (+1597 MW) e Kenya (+751 MW) hanno visto una netta e precisa volontà politica di sviluppare questa risorsa residente all'interno dei confini nazionali, anche come veicolo di sviluppo del sistema paese quindi per incrementare l'accesso alla rete elettrica nelle aree rurali, favorendo quindi anche l'accettazione sociale relativamente alla valorizzazione delle risorse geotermiche. Posso inoltre confermare che tale volontà permane tuttora, infatti, sia Indonesia che Kenya, hanno piani di sviluppo nazionale per GW da installarsi nei prossimi due decenni.

Anche gli altri quattro paesi elencati, che nell'ultima decade hanno visto crescere la potenza installata in modo meno sostenuto rispetto ai tre precedentemente discussi, hanno piani di sviluppo importanti per il prossimo ventennio, sia in ottica di decarbonizzazione (Stati Uniti) che di sviluppo industriale (Nuova Zelanda) che di supporto allo sviluppo del sistema paese (Filippine). In definitiva, la politica lungimirante di tutte queste nazioni ha favorito e continuerà a favorire la valorizzazione di questa risorsa, aumentando l'accettazione sociale sulla geotermia.

A livello europeo come ci si sta muovendo? Qual è la strategia della Commissione europea e cos'altro servirebbe?

A gennaio 2024, durante l'assemblea plenaria dell'Europarlamento, è stata votata una risoluzione per chiedere una strategia europea a sostegno della geotermia: il 96% dei votanti si è espresso a favore della risoluzione, incoraggiando gli Stati membri a implementare piani strategici nazionali a supporto (come già avvenuto in Francia, Germania, Austria, Croazia, Irlanda, Olanda, Polonia). È quindi evidente che a livello europeo ci sia la volontà di favorire la valorizzazione di questa risorsa strategica. Inoltre, a livello europeo, è stato definito nella "EU Solar Strategy" che per raggiungere gli obiettivi climatici al 2030 la domanda di energia coperta dalla geotermia debba almeno triplicare.

Nasce il primo **Italian Geothermal Forum**

Nasce il 1° Italian Geothermal Forum, l'evento annuale dedicato agli sviluppi dell'energia geotermica e al dibattito internazionale sulle opportunità del settore.

L'appuntamento, di In Fieri organizzato da Mirumir, è fissato per l'11 e il 12 novembre 2024 presso



l'Auditorium della Tecnica a Roma. Il forum offrirà un'occasione unica per esplorare le ultime tecnologie e tendenze emergenti nel settore. Sarà anche un'occasione di confronto con le Istituzioni nazionali e europee dopo le elezioni europee.

Il programma include infatti sessioni plenarie con confronti strategici tra Italia ed Europa su scenari di mercato attuali e futuri. Sono inoltre in programma sessioni tecniche parallele dedicate a bassa, media ed alta entalpia, teleriscaldamento e teleraffrescamento, pompe di calore, calore geotermico per l'industria e minerali strategici dalle brine geotermiche.

I partecipanti avranno l'opportunità di interagire con leader del settore, rappresentanti istituzionali e innovatori globali, esplorando nuove opportunità di investimento e soluzioni geotermiche per soddisfare le esigenze energetiche di aziende e comuni. Ci saranno anche momenti di networking, con incontri con i media, enti di ricerca e associazioni italiane ed estere.

La fonte geotermica viene annoverata sempre più spesso tra le fonti strategiche che possono

contribuire a raggiungere gli obiettivi ambientali europei e l'indipendenza energetica, nell'ottica della transizione energetica. La geotermia ad alta, a media e a bassa entalpia è infatti una fonte energetica sostenibile a zero emissioni di CO₂. L'Italia vanta una profonda esperienza nel settore dell'energia geotermica e possiede numerose centrali in particolare in Toscana.

Recentemente Gilberto Pichetto Fratin, Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ha evidenziato il ruolo cruciale della geotermia nel raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il piano ha introdotto un fondo di mitigazione del rischio, specificamente progettato per incentivare la realizzazione di nuovi impianti basati su tecnologie innovative. Questo strumento finanziario mira a ridurre le incertezze economiche legate agli investimenti nel settore, offrendo così un supporto fondamentale per lo sviluppo di progetti all'avanguardia e favorendo la cre-

scita della geotermia in nuove aree.

A metà maggio il MASE ha anche firmato un protocollo d'intesa con RSE e INGV, finalizzato alla collaborazione in attività di ricerca in ambito geotermico. Un accordo che "darà impulso a ricerche legate al suolo e allo sviluppo di energie alternative, come la geotermia, in sicurezza. Questo sarà utile per i lavori del Dipartimento Energia e per l'intero Ministero", ha spiegato il Capo di Gabinetto del Ministro per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica, Antonio Scino.

Il 1° Italian Geothermal Forum è realizzato in collaborazione con le principali associazioni italiane del settore: l'Unione Geotermica Italiana (UGI), l'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU), il Consiglio Nazionale Geologi, la Rete Geotermica e l'Associazione Nazionale Impianti Geotermia Heat Pump (ANIGHP, sezione di ANIPA).

Isoplus è Diamond Sponsor, Isamgeo Gold Sponsor, Steam Silver Sponsor.





a cura della
Redazione

La neutralità tecnologica a Fueling Tomorrow

Dai prodotti tradizionali decarbonizzati ai "green gas": biometano, bioGNL, biocarburanti, carburanti sintetici, idrogeno, GNC, GNL, elettrico, e in generale tutti i vettori che possono contribuire all'indipendenza energetica e alla decarbonizzazione della mobilità e del settore industriale. Si parlerà di tutto questo e della trasformazione della rete di distribuzione carburanti in occasione di Fueling Tomorrow, la manifestazione espositiva e convegnistica organizzata da BFW – Bologna-Fiere Water&Energy, in programma dal 9 all'11 ottobre 2024 nel quartiere fieristico di Bologna.



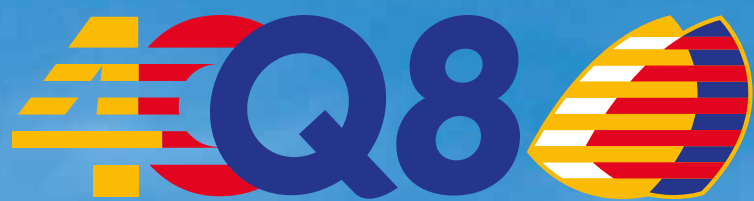
Fueling Tomorrow nasce dalla sinergia delle consolidate esperienze di Mirumir e BFW: le storiche manifestazioni - Fuels Mobility, CH4+BIOCH4, ConferenzaGNL e HESE - diventano adesso aree tematiche all'interno di un unico evento. "La transizione ecologica sostenibile è una sfida che può aprire nuove opportunità economiche, sociali e lavorative: Fueling Tomorrow si pone l'obiettivo di presentare le soluzioni che la tecnologia offre ai settori coinvolti, per supportarli nella necessaria e ormai improrogabile trasformazione", commenta Paolo Angelini, Amministratore Delegato BFW. Parola d'ordine del progetto resta la "neutralità tecnologica" perché l'idea di base è che ogni vettore, nella propria specificità, possa aiutare il percorso di transizione energetica. Per questo accanto ai nuovi vettori, Fueling Tomorrow metterà al centro della manifestazione anche quelli tradizionali, che, grazie a processi di raffinazione sempre più sofisticati e alle nuove tecnologie, diventano ogni giorno più ecologici. Per garantire il raggiungimento degli obiettivi

ambientali fissati dall'Unione Europea, infatti, una conversione totale all'elettrico e all'idrogeno non è applicabile. L'Italia si sta facendo portavoce della richiesta di ampliare l'elenco delle fonti energetiche su cui costruire il futuro dell'industria e della mobilità. E proprio di recente il G7 dei Trasporti che si è svolto a Milano ha approvato un documento in cui viene sottolineato il ruolo della neutralità tecnologica. In particolare nel testo si palesa che le auto elettriche non possono essere l'unica soluzione. "Abbiamo approvato una dichiarazione di 67 punti - ha spiegato il ministro dei Trasporti Matteo Salvini alla fine dei lavori - un lavoro abbastanza corposo con 2 passaggi sostenuti dal governo italiano, il 19 e il 40. Uno è sulla transizione ecologica, che il G7 conferma, però priva di ideologia, improntata al buon senso, tanto che al punto 19 si parla di neutralità tecnologica". Su questo concetto, in particolare nell'ambito della mobilità, anche il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, Gilberto Pichetto Fratin, è intervenuto di recente: "Occorre mettere in campo e attuare tutte le soluzioni, in ottica di neutralità tecnologica, per decarbonizzare tutti i settori dei trasporti: aereo, marittimo e stradale". Ma al centro di Fueling Tomorrow ci sarà anche il concetto di stazione di servizio: con l'avven-

to dei nuovi vettori cambiano infatti gli spazi e i servizi offerti nei punti vendita. Le stazioni di servizio del futuro offriranno servizi da utilizzare nel periodo di tempo di rifornimento per la propria vettura: connessione internet, prese per ricaricare il pc o lo smartphone, servizi di lavanderia o di pagamento delle bollette, punti di co-working e tanto altro. Insomma, una nuova rete da costruire, che sia adeguata anche per diffusione sul territorio nazionale e per paradigmi di sicurezza. Accanto all'area espositiva, si svolgeranno dibattiti e convegni, per verificare insieme - istituzioni, esperti, imprese, associazioni del settore, organizzazioni pubbliche e private - lo stato dell'arte del processo di transizione ecologica e le prospettive future, presentando le principali esperienze internazionali a confronto. Il tema della mobilità verrà ripreso anche da Dronitaly, manifestazione di riferimento in Italia per i droni civili a uso professionale, in programma nelle stesse date. Il tema del trasporto merci e del trasporto persone verrà declinato anche nella "terza dimensione", grazie all'utilizzo di mezzi aerei a pilotaggio remoto. Fueling Tomorrow e Dronitaly si svolgeranno nel quartiere fieristico di Bologna in contemporanea anche a Saie e Asphaltica.



Giancarlo Zema Design Group | Architecture + Design



QUARANT'ANNI IN MOVIMENTO

Dal 1984 al vostro fianco in ogni viaggio

