



 **FEDERMANAGER**

AIEE ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

GENNAIO 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

GENNAIO 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO ITALIA

- Il PIAO - Piano Integrato di Attività e Organizzazione 2026-2028

2. INFO EUROPA

- L'UE chiude il rubinetto: stop graduale al gas russo entro il 2027

3. APPROFONDIMENTI

- Il futuro dell'energia geotermica: come garantire l'accessibilità economica, la sicurezza energetica e la competitività

4. NEWS DAL MONDO

1. INFO ITALIA

• Il PIAO - Piano Integrato di Attività e Organizzazione 2026-2028

Con il decreto ministeriale n. 29 del 31 gennaio 2026 è stato adottato il Piano Integrato di Attività e Organizzazione (PIAO) 2026-2028 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) che costituisce lo strumento unitario di programmazione e governance introdotto nel 2021, con l'obiettivo di razionalizzare e integrare i principali strumenti di pianificazione delle pubbliche amministrazioni, in funzione della semplificazione e trasparenza dei processi dell'organizzazione e prestazione del capitale umano.

Sebbene il PIAO non costituisca un piano energetico in senso sostanziale, esso riveste peraltro un ruolo strategico nella traduzione operativa delle politiche ambientali ed energetiche, configurandosi quale infrastruttura amministrativa incaricata di accompagnare l'attuazione degli strumenti di pianificazione settoriale, tra cui il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), in coerenza con il quadro dell'Unione europea.

Rispetto alla versione del PIAO 2025-2027 che individuava sette priorità politiche esplicite, tra cui: l'implementazione del PNRR; la realizzazione dell'interconnector con la Grecia; il potenziamento degli stoccaggi di gas, le strategie per il nucleare di nuova generazione, la prevenzione del dissesto idrogeologico, azioni internazionali per la decarbonizzazione, il miglioramento dell'efficienza amministrativa, il PIAO 2026-2028 evidenzia un mutamento di impostazione. Non vengono introdotti nuovi target quantitativi, ma si privilegia il consolidamento della capacità amministrativa, la riduzione delle criticità istruttorie, la digitalizzazione dei procedimenti e il potenziamento dei sistemi di monitoraggio, con particolare riferimento agli interventi finanziati dal PNRR.

Si assiste, pertanto, a una transizione da una logica prevalentemente programmatica a una logica più organizzativo-prestazionale, coerente con l'esigenza di assicurare continuità operativa e presidio del sistema energetico nazionale.

I principali filoni di intervento del PIAO 2026-2028 sono anch'essi sette: la sicurezza energetica, lo sviluppo delle rinnovabili e delle infrastrutture di rete, la decarbonizzazione industriale, l'economia circolare e tutela ambientale, la resilienza climatica, il nucleare sostenibile e la neutralità tecnologica. Per ciascuno di questi filoni vengono indicate le azioni che la struttura del Ministero è chiamata a svolgere. In particolare:

Per la sicurezza energetica

L'intervento si concentra su:

- monitoraggio dei flussi di gas naturale, GNL ed energia elettrica;
- supervisione degli stoccaggi strategici;
- presidio delle infrastrutture critiche (reti ad alta tensione, impianti di rigassificazione, interconnessioni internazionali, sistemi di accumulo);
- rafforzamento della capacità di risposta in situazioni di crisi.

Per lo sviluppo delle rinnovabili e infrastrutture di rete

Le misure riguardano:

- la semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative;
- la riduzione dei tempi medi di istruttoria;
- la digitalizzazione dei processi amministrativi;
- il coordinamento tra sviluppo degli impianti e pianificazione della rete.

Per la decarbonizzazione industriale

Le azioni si devono tradurre:

- nel rafforzamento delle strutture competenti per autorizzazioni ambientali ed energetiche,
- nella gestione dei procedimenti complessi relativi a impianti strategici
- nell'integrazione tra politiche ambientali, energetiche e industriali, con l'obiettivo di garantire la certezza regolatoria, dalla quale non si può prescindere per l'attrazione di investimenti e la competitività del sistema produttivo.

Per l'economia circolare e tutela ambientale

Le azioni si concentrano:

- sul miglioramento dei procedimenti autorizzativi in materia di rifiuti;
- sull'uniformità applicativa della disciplina dell'"end of waste" e sul potenziamento del coordinamento con Regioni ed enti territoriali per rafforzare la dimensione regolatoria e tecnico-istruttoria quale leva di competitività e sostenibilità.
-

Per la resilienza climatica

Si prevede:

- il rafforzamento del monitoraggio dei rischi climatici,
- il coordinamento multilivello tra strutture centrali e territoriali,
- l'integrazione dell'adattamento climatico nei procedimenti autorizzativi e valutativi e la coerenza tra pianificazione nazionale e attuazione locale.

L'obiettivo è promuovere prevenzione strutturale e riduzione dei tempi procedurali per gli interventi prioritari.

Per il nucleare sostenibile e la neutralità tecnologica

Il PIAO 2026-2028 integra il nucleare sostenibile, quale elemento della strategia di sicurezza energetica, e transizione tecnologicamente neutrale.

Si richiama inoltre il Programma Nazionale Nucleare Sostenibile, con studi di fattibilità per reattori modulari avanzati e attività di supporto allo smantellamento degli impianti esistenti, in collegamento con gli obiettivi di valore pubblico e tracciabilità degli interventi finanziati dal PNRR.

In conclusione, l'analisi comparativa tra PIAO 2025-2027 e PIAO 2026-2028 evidenzia un'evoluzione verso un modello di governance amministrativa sostanzialmente orientato alla stabilizzazione e all'efficientamento delle politiche energetiche e ambientali.

In questa ottica il PIAO 2026-2028 appare allineato al PNIEC, in quanto ne recepisce le direttrici strategiche traducendole in obiettivi organizzativi e di performance. La coerenza si manifesta soprattutto nell'enfasi posta sull'obiettivo di rafforzamento della capacità amministrativa quale condizione abilitante per il raggiungimento dei target quantitativi definiti dal PNIEC.

Tuttavia, sembra mancare un raccordo sistematico tra indicatori di performance amministrativa e indicatori energetico-climatici del PNIEC (ad esempio capacità rinnovabile installata, riduzione delle emissioni nei settori ETS e non-ETS, tempi medi autorizzativi correlati agli obiettivi di potenza). Così come sembra mancare un sistema integrato che colleghi direttamente output amministrativi e outcome energetici, limitando la verificabilità empirica del contributo organizzativo al conseguimento dei target nazionali.

Inoltre, la mancanza di obiettivi quantitativi, pur coerente con la sua natura di strumento gestionale, rischia di attenuare la percezione del nesso vincolante tra pianificazione strategica (PNIEC) e pianificazione organizzativa (PIAO). In tale prospettiva, il rischio non è tanto di incoerenza normativa, quanto di scollamento funzionale tra programmazione energetica e capacità attuativa.

In sintesi, il PIAO 2026-2028 risulta formalmente coerente con il PNIEC aggiornato e ne rafforza l'implementazione sul piano amministrativo, anche se una piena integrazione richiederebbe un più stringente collegamento tra indicatori di performance organizzativa e obiettivi energetico-climatici, nonché una strutturazione esplicita dei meccanismi di monitoraggio congiunto.

2. INFO EUROPA

• L'UE chiude il rubinetto: stop graduale al gas russo entro il 2027

Il 26 gennaio 2026 il Consiglio dell'Unione europea ha formalmente adottato un regolamento che vieta progressivamente le importazioni di gas e GNL russi. Una decisione attesa da mesi, che consolida la linea politica già tracciata da Bruxelles dopo l'invasione dell'Ucraina e ridefinisce gli equilibri energetici del continente.

La decisione dell'Unione Europea avrà un impatto soprattutto su tre Paesi dell'Europa centro-orientale Slovacchia e Ungheria, che, infatti, hanno votato contro il regolamento e Bulgaria che si è astenuta dal voto. Per ragioni storiche, infrastrutturali e geografiche questi paesi hanno mantenuto negli anni un'elevata dipendenza dalle forniture provenienti da Mosca tramite gasdotto.

Nello specifico il regolamento prevede che l'importazione nei paesi Ue di gas dalla Russia, sia via tubo che via nave sotto forma di Gas naturale liquefatto (GNL), venga proibita con gradualità. Il divieto si applica sei settimane dopo l'entrata in vigore del regolamento, mentre i contratti in essere godranno di un periodo di transizione.

Il divieto totale si applicherà alle importazioni di GNL dall'inizio del 2027 e dall'autunno del 2027 per le importazioni via tubo. Secondo il regolamento, prima di autorizzare l'ingresso di gas nel proprio mercato, gli Stati membri dovranno dunque verificare il paese di origine del gas importato.

Si tratta di una tabella di marcia che lascia agli Stati membri margini di adattamento, ma che segna una direzione irreversibile, dopo anni in cui il gas russo ha rappresentato la colonna portante della sicurezza energetica europea.

Il regolamento introduce anche un sistema sanzionatorio, prevedendo multe particolarmente salate in caso di violazione. Infatti, nella nota di accompagnamento del Regolamento si ricorda che il mancato rispetto delle nuove norme può comportare sanzioni massime pari ad almeno 2,5 milioni di euro per le persone fisiche e ad almeno 40 milioni di euro per le aziende, corrispondente ad almeno il 3,5% del fatturato annuo totale dell'azienda o al 300% del fatturato relativo alle transazioni sanzionate. Il principio è quello di rendere economicamente insostenibile qualsiasi tentativo di aggirare il divieto.

Entro il 1° marzo 2026, gli Stati membri sono chiamati a presentare piani nazionali per diversificare le forniture di gas e individuare le criticità legate alla sostituzione del gas russo. Mentre le aziende sono obbligate a notificare alle autorità nazionali e alla Commissione eventuali contratti ancora attivi con fornitori russi.

La Commissione europea ha inoltre annunciato l'intenzione di proporre una normativa per eliminare gradualmente entro la fine del 2027 anche le residue importazioni di petrolio russo, richiedendo ai Paesi che ancora lo importano di predisporre strategie di diversificazione. Con quest'ultimo passaggio si completerà il disimpegno dall'energia russa.

A questo riguardo va ricordato che nel 2021 la Russia copriva il 64% dell'approvvigionamento di gas dell'UE. Quota scesa al 47% nel 2022, al 39% nel 2023 e al 17% nel 2024.

Il progressivo disaccoppiamento energetico tra UE e Russia ha già prodotto un riassetto globale delle rotte di gas russo che ha riorientato i propri flussi verso l'Asia. Nel 2022 la Cina è diventata il principale importatore di gas russo e a dicembre 2024 assorbiva il 27% delle esportazioni russe via gasdotto, seguita dalla Turchia con il 26%. Per quanto riguarda il GNL, la Cina rappresentava il 22% delle esportazioni, seguita dal Giappone con il 18%.

Dal suo canto l'EU ha perseguito una diversificazione delle provenienze attraverso maggiori importazioni di gas via tubo da Nord Africa e Azerbaijan, di GNL da Stati Uniti, Qatar e altri fornitori. Inoltre, ha accelerato espansione delle rinnovabili, l'interesse per il nuovo nucleare e l'idrogeno in modo da contenere il peso del gas sul mix energetico.

La scelta europea ha avuto una motivazione eminentemente geopolitica che se da un lato limita l'esposizione a possibili pressioni politiche, dall'altro pone la duplice sfida di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e mantenere prezzi competitivi per i consumatori civili e industriali.

Al riguardo va posta l'attenzione anche sul nodo infrastrutturale: terminali di rigassificazione, interconnessioni tra Stati membri e capacità di stoccaggio saranno determinanti per evitare colli di bottiglia.

Il 2027 segnerà quindi non solo la scadenza di un divieto, ma il compimento di una trasformazione profonda del sistema energetico europeo: più diversificato, più regolato, più orientato alla sicurezza e alla sostenibilità. Una svolta che avrà ripercussioni durature sugli equilibri politici ed economici del continente.

L'impatto economico dello stop al gas russo

La rinuncia al gas russo dal momento in cui è stata adottata, ha generato maggiori costi energetici per l'UE, dovuti sia alla volatilità dei mercati, sia alla sostituzione con GNL principalmente dagli USA, cui si aggiungono oltre 200 miliardi di asset abbandonati in Russia dalle imprese europee.

Guardando ai vari paesi, si valuta che la Germania abbia speso 100 miliardi di euro solo per gas per superare l'emergenza.

Per la Slovacchia, che è tradizionalmente uno dei principali hub di transito del gas russo verso l'Europa occidentale, il rischio principale è legato alla competitività industriale e alla necessità di maggiori investimenti in infrastrutture di interconnessione con Austria, Repubblica Ceca e Polonia.

L'Ungheria, che è tra i Paesi che più apertamente hanno espresso riserve sulle sanzioni energetiche contro la Russia e ha mantenuto negli ultimi anni relazioni energetiche strette con Mosca, anche attraverso accordi a lungo termine per le forniture di gas, è anche il paese che importa la maggiore quota di gas russo che ancora arriva in UE, in ragione di una dipendenza difficile da superare.

La nuova normativa europea obbligherà tuttavia anche l'Ungheria a presentare un piano di diversificazione, rafforzando i collegamenti regionali e incrementando l'accesso al GNL tramite terminali nell'area

adriatica e nel Mediterraneo.

A sua volta la Bulgaria che è stata uno dei Paesi più dipendenti dal gas russo ha mostrato una più decisa volontà a liberarsi da tale condizionamento, avviando negli ultimi anni una diversificazione più marcata rispetto ad altri Stati dell'area, potenziando le connessioni con la Grecia e aumentando l'accesso al GNL.

Tra i paesi che avevano una forte dipendenza dal gas russo, l'Italia è stata quella che più rapidamente e drasticamente l'ha ridotta, passando dal 40% precrisi al meno del 5% nel 2023 e rendendo l'impatto del divieto UE limitato e di agevole superamento. Il problema non è di disponibilità ma semmai del maggiore costo conseguente alla volatilità del mercato ed al maggior peso del GNL.

Con l'aumento delle importazioni di gas, via tubo, da Nord Africa e Azerbaijan, e del GNL via nave da USA e Qatar, grazie anche alla installazione di nuovi rigassificatori flottanti da parte di Snam, l'Italia ha fatto la sua parte sostituendo il gas russo.

Di fatto, il gas russo è già uscito dal mix energetico italiano. I dati provvisori relativi al 2025 evidenziano infatti che la quota di gas russo ancora presente nell'import 2024 con 5.6 miliardi di mc si è azzerata, per cui l'embargo non farà altro che rendere giuridicamente vincolante un processo sostanzialmente già avvenuto.

Oggi il portafoglio italiano è più bilanciato, l'Italia non dipende più dalle importazioni di un paese dominante.

Resta il problema dell'elevato costo dell'energia pagata in Italia dai consumatori civili e industriali, la cui soluzione va ricercata non solo e non tanto nella riorganizzazione delle fonti di approvvigionamento del gas, ma altresì dallo sviluppo di un mix energetico più diversificato.

3. APPROFONDIMENTI

- **Il futuro dell'energia geotermica:
come garantire l'accessibilità economica,
la sicurezza energetica e la competitività**

Con l'accelerazione dell'abbandono del riscaldamento a combustibili fossili, in Europa, tra le fonti rinnovabili, la geotermia si distingue perché utilizza il calore naturale immagazzinato nel sottosuolo per fornire elettricità, riscaldamento, raffrescamento e servizi di accumulo termico.

A differenza di solare ed eolico, l'energia geotermica è una fonte programmabile e continua, disponibile 24 ore su 24, indipendentemente dalle condizioni meteorologiche. Questa caratteristica la rende particolarmente interessante in un contesto di crescente domanda globale di elettricità e di necessità di stabilità delle reti elettriche, sempre più integrate con fonti intermittenti.

Secondo IRENA, a livello globale, la capacità totale installata di energia geotermica ha raggiunto circa 15,4 GW entro la fine del 2024.

Il rapporto dell'IEA *"Future of Geothermal Energy"*, pubblicato alla fine del 2024, stima che, con i continui miglioramenti tecnologici e la riduzione dei costi di progetto, la geotermia di nuova generazione potrebbe soddisfare fino al 15% della crescita della domanda globale di elettricità entro il 2050.



Centrale geotermica di Nesjavellir, Islanda

Tuttavia, le risorse geotermiche convenzionali facilmente accessibili sono relativamente rare e risultano perlopiù concentrate in un numero limitato di hotspot geotermici superficiali a livello globale. Esse contribuiscono infatti a coprire soltanto circa l'1% della domanda mondiale di elettricità.

L'energia geotermica si articola in due principali tipologie. La prima è rappresentata dalla geotermia ad alta temperatura, tipica delle aree vulcaniche attive, dove fluidi e rocce nel sottosuolo possono raggiungere temperature tali da consentire la produzione di vapore e l'azionamento di turbine per la generazione di energia elettrica. La seconda tipologia è la geotermia a bassa temperatura, che sfrutta la stabilità termica del terreno superficiale (o delle falde acquifere), utilizzandolo come fonte di calore durante la stagione invernale e come dissipatore termico nel periodo estivo. In tale ambito rientrano le pompe di calore geotermiche, in grado di garantire riscaldamento e raffrescamento in modo efficiente anche nei climi più rigidi. Ciò costituisce uno dei principali fattori che rendono questa tecnologia particolarmente rilevante per l'Unione europea.

Gli sviluppatori di tecnologie geotermiche di nuova generazione mirano a superare gli attuali limiti tecnici mediante perforazioni a maggiore profondità e lo sfruttamento del calore contenuto in serbatoi naturali difficilmente accessibili.

In tale contesto, gli operatori possono far circolare un fluido attraverso fratture artificialmente indotte – nell'ambito dei cosiddetti sistemi geotermici potenziati (*Enhanced Geothermal Systems, EGS*) – oppure trasferire il calore in superficie tramite impianti a circuito chiuso.

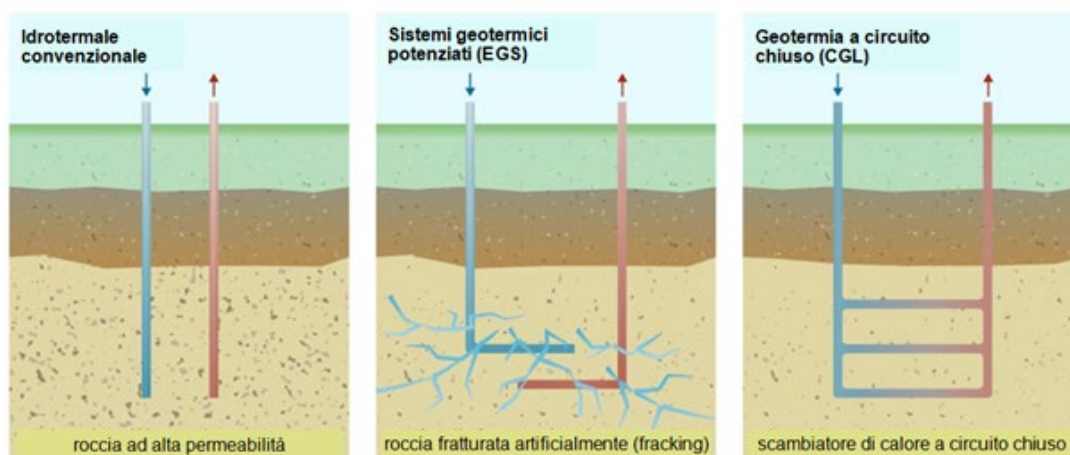
Queste soluzioni tecnologiche stanno registrando progressi significativi e aprono la prospettiva di uno sviluppo geotermico economicamente sostenibile su scala pressoché globale.

La tecnologia geotermica di nuova generazione si trova ancora in una fase iniziale di sviluppo. In linea generale, i progetti geotermici continuano a figurare tra quelli a più elevata intensità di capitale nel settore energetico: i costi di perforazione e di realizzazione dei pozzi possono infatti rappresentare fino all'80% dell'investimento complessivo. Ciononostante, negli ultimi anni si sono registrati progressi significativi.

Un tempo ritenuti economicamente proibitivi, i progetti di nuova generazione stanno ora evidenziando miglioramenti concreti sia in termini di efficienza sia di competitività dei costi di perforazione, grazie a un processo continuo di innovazione tecnologica. Tali avanzamenti, intervenuti in una fase di crescente domanda globale di elettricità, hanno contribuito a rafforzare la fiducia degli investitori e a favorire una maggiore raccolta di capitali.

A sostenere questo slancio concorrono, da un lato, gli accordi di fornitura stipulati con operatori di data center e, dall'altro, la prospettiva di progetti geotermici in grado di co-produrre minerali strategici, quali il litio.

Tecnologie geotermiche



Fonte: IEA

Secondo l'analisi dell'International Energy Agency (IEA), i finanziamenti destinati al settore hanno raggiunto quasi 2,2 miliardi di dollari nel 2025, segnando un incremento dell'80% su base annua e una crescita particolarmente significativa rispetto ai soli 22 milioni di dollari registrati nel 2018.

Anche il comparto della geotermia convenzionale, ormai giunto a maturità tecnologica, ha attratto consistenti flussi di investimento. Nel 2025, i finanziamenti per progetti di produzione elettrica da geotermia convenzionale hanno sfiorato i 5 miliardi di dollari, quadruplicando i livelli del 2018. Parallelamente, i progetti di riscaldamento geotermico – inclusi quelli destinati ai sistemi di teleriscaldamento – hanno raccolto, nel solo 2025, oltre 11,5 miliardi di dollari.

L'incremento dei finanziamenti è stato sostenuto dal rapido avanzamento tecnologico, alimentato da innovazioni e competenze provenienti anche da settori diversi da quello strettamente energetico. In

particolare, i recenti progressi nell'ingegneria del sottosuolo — molti dei quali derivati da tecniche pionieristiche sviluppate nell'industria dello shale oil — hanno svolto un ruolo determinante, contribuendo ad accelerare lo sviluppo dei progetti e a ridurre i costi.

In questo contesto, l'*Utah Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy* (FORGE), programma del *United States Department of Energy*, ha evidenziato i benefici derivanti dalla condivisione delle conoscenze maturate nel settore petrolifero e del gas. Dopo aver perforato i primi pozzi nel 2021, entro il 2024 FORGE ha dimostrato con successo l'efficacia dei sistemi geotermici potenziati, quasi raddoppiando le precedenti velocità di perforazione — da 8 metri all'ora (m/h) a circa 15 m/h — con punte prossime ai 26 m/h.

Anche Fervo Energy, società statunitense attiva nel campo della geotermia potenziata e collaboratrice di FORGE, che tra il 2022 e il 2025 ha raccolto oltre 1 miliardo di dollari di finanziamenti, ha conseguito risultati significativi, raggiungendo una velocità di perforazione pari a 30 m/h.

Grazie al continuo progresso tecnologico e alla capacità di fornire energia affidabile su base continuativa, la geotermia si sta rivelando particolarmente attrattiva per il settore dei data center, il cui consumo globale di elettricità è previsto in crescita di oltre il 300% entro la fine del decennio. Tale dinamica amplia, nel lungo periodo, la platea dei potenziali clienti e contribuisce a sostenere ulteriormente l'afflusso di capitali nel comparto.

I progetti geotermici, siano essi destinati alla produzione di calore o di energia elettrica, commercializzano generalmente la propria produzione attraverso contratti di lungo termine. Tra questi figurano i contratti di acquisto di energia o di calore (Power Purchase Agreement, PPA) stipulati con utilities o clienti industriali, strumenti che garantiscono flussi di reddito stabili e facilitano l'accesso al finanziamento tramite debito.

Fino al 2023, la maggior parte degli sviluppatori di progetti geotermici di nuova generazione poteva ottenere garanzie sul prezzo dell'elettricità sostanzialmente allineate a quelle riconosciute ai progetti solari ed eolici, ossia comprese tra 30 e 60 dollari per megawattora. Tuttavia, a fronte della marcata crescita della domanda di elettricità nei principali mercati — inclusi gli Stati Uniti, dove l'espansione dei data center sta determinando, per la prima volta in due decenni, un aumento significativo dei consumi energetici — gli operatori geotermici hanno iniziato a negoziare prezzi contrattuali sensibilmente più elevati, in alcuni casi prossimi ai 130 dollari per megawattora.

Nel 2024, Google e NV Energy hanno sottoscritto un accordo di acquisto di energia elettrica per il progetto Corsac (sviluppato da Fervo Energy) da 115 MW; nello stesso anno, Meta si è impegnata ad acquistare 150 MW da Sage Geosystems a partire dal 2027.

Tali accordi evidenziano come le imprese siano disposte a riconoscere un premio di prezzo per un'energia pulita, affidabile e programmabile, capace di operare in modo continuativo, anche a fronte di costi unitari inizialmente più elevati.

Gli sforzi volti a rafforzare l'approvvigionamento di minerali essenziali stanno offrendo un ulteriore impulso allo sviluppo della geotermia di nuova generazione. I progetti geotermici possono infatti costituire

una fonte alternativa di litio, in quanto il litio disciolto nelle salamoie geotermiche può essere recuperato mediante tecniche di estrazione diretta, con un processo che richiede minori quantità di acqua, suolo ed energia rispetto all'estrazione tradizionale da roccia dura.

Secondo le stime, i progetti geotermici attualmente in fase di sviluppo nell'Unione europea e negli Stati Uniti potrebbero raggiungere, entro il 2035, una produzione annua pari a 47 chilotoni di litio, coprendo circa il 5% della domanda globale prevista sulla base delle politiche attuali.

Ciononostante, i progetti geotermici su larga scala devono ancora confrontarsi con criticità rilevanti che potrebbero rallentarne l'espansione. L'ostacolo principale non risiede generalmente nelle componenti impiantistiche di superficie, quali turbine o scambiatori di calore, bensì nel rischio legato al sottosuolo e nell'elevata intensità di capitale iniziale, in particolare per quanto concerne le attività di esplorazione e perforazione.

Gli sviluppatori possono dover realizzare più pozzi prima di confermare la qualità della risorsa, le portate, la temperatura e la sostenibilità nel lungo periodo. In tale contesto, gli strumenti di mitigazione del rischio – quali assicurazioni, garanzie pubbliche e finanziamenti agevolati – assumono spesso un ruolo determinante e per favorire il passaggio da progetti pilota promettenti a una diffusione su scala commerciale, il sostegno delle politiche pubbliche permane un elemento essenziale.

All'inizio di dicembre 2025, l'*European Geothermal Energy Council (EGEC)* ha trasmesso una lettera alla Commissione europea e ai Ministri dell'Energia dell'UE sollecitando l'adozione di una strategia e di un piano d'azione europei specificamente dedicati alla geotermia con l'obiettivo di accelerarne la diffusione commerciale e preservare il vantaggio competitivo dell'Europa.

Il potenziale della geotermia è considerevole, soprattutto alla luce della costante crescita della domanda globale di elettricità. La combinazione di nuove tecnologie di perforazione e materiali innovativi ha consentito una riduzione dei costi fino al 30% e potrebbe estendere la vita utile degli impianti oltre i 25 anni. Ulteriori diminuzioni dei costi sono attese con il progressivo consolidamento dell'esperienza degli sviluppatori nella realizzazione e gestione degli impianti, nonché con l'aumento del numero di operatori e della concorrenza nel settore.

Tali dinamiche potranno favorire l'accesso a forniture di energia geotermica abbondanti e a costi competitivi.

La geotermia non è destinata a sostituire l'eolico o il solare, bensì a integrarli, offrendo un contributo in termini di affidabilità, produzione localizzata e disponibilità di calore su larga scala.

4. NEWS DAL MONDO

La Commissione Europea approva il piano spagnolo da 3 miliardi di euro per la produzione di elettricità da cogenerazione

La Commissione Europea ha approvato un aiuto di Stato spagnolo da 3,1 miliardi di euro per sostenere la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Il regime, autorizzato ai sensi delle norme UE sugli aiuti di Stato, è rivolto ai gestori di impianti nuovi o ristrutturati situati in Spagna che rispettano la definizione di cogenerazione ad alta efficienza prevista dalla Direttiva sull'efficienza energetica. Gli impianti ammessi dovranno essere alimentati da gas naturale (con almeno il 10% di idrogeno in volume), bioliquidi, biogas e biomassa solida.

Il regime avrà una durata prevista di 10 anni e comprenderà due componenti principali: la compensazione per gli investimenti, assegnata tramite aste competitive e la compensazione per le operazioni, calcolata e aggiornata trimestralmente in base alle condizioni di mercato.

La misura contribuirà all'attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) della Spagna, del Clean Industrial Deal e al raggiungimento degli obiettivi europei in materia di efficienza energetica.

In seguito all'allentamento delle sanzioni statunitensi, Venezuela apre il settore petrolifero

L'Assemblea Nazionale del Venezuela ha approvato una riforma parziale della Legge Organica sugli Idrocarburi, con l'obiettivo di riorganizzare il settore petrolifero e attrarre capitali e competenze esterne. La riforma: amplia il controllo operativo delle compagnie straniere sulle proprie attività, consentendo loro di gestire progetti sotto nuovi contratti o in joint venture anche come azionisti di minoranza, e di commercializzare la produzione e gestire i flussi di cassa in modo indipendente dalla compagnia statale PDVSA; riduce le aliquote di royalty fino al 30%, rendendo il quadro fiscale più competitivo per gli investitori esteri; include tagli alle imposte sul reddito per i progetti energetici e la rimozione di varie imposte aggiuntive.

La riforma introduce anche una nuova imposta sugli idrocarburi fino al 15% sul reddito lordo che solleva dubbi sul reale scopo del governo nel mantenere una significativa quota diretta dello sfruttamento petrolifero. Questi cambiamenti segnano una delle trasformazioni più profonde del settore petrolifero venezuelano dagli anni '70 e rappresentano un'apertura significativa dopo decenni di controllo statale esclusivo e nazionalizzazione dell'industria.

Parallelamente alla riforma interna, gli Stati Uniti — attraverso il Treasury Department e il suo Office of Foreign Assets Control (OFAC) - autorizzano adesso determinate attività commerciali legate al petrolio venezuelano da parte di società statunitensi e non già consolidate (come Chevron, BP, Eni, Repsol e altri), inclusi acquisto, vendita, trasporto, stoccaggio e raffinazione del greggio venezuelano. Si mantiene l'esclusione di transazioni con entità o individui legati a Paesi come Cina, Russia, Iran, Cuba e Corea del Nord.

Questa apertura segna un significativo cambiamento nella politica statunitense verso il Venezuela dopo anni di sanzioni che limitavano quasi tutti i rapporti commerciali con PDVSA e lo Stato venezuelano.

Questi sviluppi si inseriscono in un contesto geopolitico e interno molto fluido, inclusi cambiamenti istituzionali e politiche estere che riflettono una fase di rientro del Venezuela nel mercato petrolifero internazionale dopo anni di isolamento e crisi produttive.

L'UE stanZIA 650 milioni di euro per infrastrutture transfrontaliere per l'elettricità e l'idrogeno

La Commissione europea stanzierà quasi 650 milioni di euro in sovvenzioni nell'ambito del Meccanismo per collegare l'Europa (CEF) per finanziare 14 progetti infrastrutturali energetici transfrontalieri.

Quasi 470 milioni di euro saranno destinati a 6 progetti nel settore elettrico (comprese le reti elettriche intelligenti) e oltre 176 milioni di euro per progetti infrastrutturali nel settore dell'idrogeno.

I principali progetti finanziati: 180 milioni di euro ad AGUAYO II (Spagna), progetto idroelettrico ad accumulo con pompaggi, il maggiore beneficiario del pacchetto. Altri 113 milioni di euro sosterranno il rafforzamento delle infrastrutture energetiche critiche contro minacce informatiche e di altro tipo in Polonia, Estonia, Lettonia e Lituania, nell'ambito del programma Baltic Synchronisation. Sovvenzioni per studi di supporto saranno assegnate ad un progetto di reti intelligenti tra Bulgaria e Romania; a una linea di trasmissione in Austria e ad un'interconnessione elettrica tra Grecia ed Egitto.

Progetti sull'idrogeno: 120 milioni di euro finanzieranno un progetto di stoccaggio dell'idrogeno a Grounau, in Germania e 63 milioni di euro saranno destinati alla modernizzazione della centrale idroelettrica a pompaggio di Čierný Váh in Slovacchia, tra le prime in Europa a combinare accumulo idroelettrico a pompaggio e accumulo a batteria su larga scala.

Il prossimo bando del CEF per le infrastrutture energetiche è previsto per il secondo trimestre del 2026, confermando la priorità dell'Unione europea nel rafforzare l'integrazione dei mercati energetici, la sicurezza delle reti e lo sviluppo delle tecnologie di accumulo e dell'idrogeno.

L'OPEC+ conferma il blocco dell'aumento della produzione di petrolio greggio fino a marzo 2026

Gli otto paesi dell'OPEC+ (Arabia Saudita, Russia, Iraq, Emirati Arabi Uniti, Kuwait, Kazakistan, Algeria e Oman) hanno ribadito la decisione, adottata nel novembre 2025, di sospendere gli aumenti programmati della produzione fino a marzo 2026, richiamando fattori stagionali e condizioni di mercato.

Per marzo 2026, i livelli target di produzione di petrolio risultano fissati a: Arabia Saudita (10,1 mb/g), Russia (9,6 mb/g), Iraq (4,3 mb/g), Emirati Arabi Uniti (3,4 mb/g), Kuwait (2,6 mb/g), Kazakistan (1,6 mb/g), Algeria (971 kb/g) e Oman (811 kb/g). I livelli produttivi resteranno invariati per tutto il periodo, in linea con l'annuncio di inizio gennaio 2026 che ha confermato il mantenimento della decisione del 2 novembre 2025 per l'intero primo trimestre 2026.

La scelta riflette la strategia del gruppo di gestire l'offerta globale per sostenere la stabilità dei prezzi in un contesto di domanda stagionalmente più debole e di incertezza macroeconomica.

La Commissione consegna una centrale termoelettrica per fornire energia a un milione di ucraini

La Commissione europea ha completato con successo il trasferimento di un'intera centrale termoelettrica dalla Lituania all'Ucraina, realizzando la più grande operazione logistica coordinata finora dall'UE.

Il trasferimento, un'operazione complessa e senza precedenti, ha consentito di ripristinare capacità energetica critica, rafforzando direttamente la rete nazionale ucraina duramente colpita dai continui attacchi russi alle infrastrutture. Le apparecchiature consegnate sono state decisive per completare riparazioni d'emergenza in diverse aree del Paese e possono fornire elettricità a circa un milione di persone. L'operazione, durata 11 mesi, ha incluso: 149 spedizioni, 2.399 tonnellate di apparecchiature trasportate e 40 trasporti eccezionali, tra cui trasformatori e statori del peso di circa 172 tonnellate ciascuno.

Il supporto dell'Agenzia governativa polacca per le riserve strategiche è stato fondamentale per la riuscita del trasporto dei componenti più pesanti. Questa iniziativa rientra nella risposta complessiva dell'UE all'aggressione russa contro l'Ucraina dal febbraio 2022 ed è stata coordinata tramite il Meccanismo di Protezione Civile dell'Unione Europea (UCPM). Ad oggi, il sostegno europeo al settore energetico ucraino ha contribuito a coprire i bisogni di circa 9 milioni di persone, includendo la fornitura di 9.500 generatori di corrente e 7.200 trasformatori. Complessivamente, la Commissione ha stanziato oltre 1,2 miliardi di euro in aiuti umanitari per l'Ucraina e consegnato più di 160.000 tonnellate di assistenza.

Tutti i 27 Stati membri dell'UE, insieme a sei Paesi partecipanti – Norvegia, Turchia, Macedonia del Nord, Islanda, Serbia e Moldavia – hanno contribuito agli aiuti tramite l'UCPM.

L'UE ha inoltre coordinato l'evacuazione medica di oltre 4.700 pazienti ucraini verso ospedali in 22 Paesi per cure specialistiche.

In caso di emergenza, le autorità nazionali possono attivare il Meccanismo per richiedere assistenza coordinata. Le operazioni sono gestite attraverso il Centro di Coordinamento della Risposta alle Emergenze (ERCC) della Commissione, attivo 24 ore su 24, che monitora crisi globali e assicura il rapido dispiegamento di aiuti, squadre di protezione civile, esperti e attrezzature specializzate.

Gli Stati Uniti sospendono quasi 6 GW di progetti eolici offshore per problemi di sicurezza

Il Dipartimento degli Interni degli Stati Uniti (DOI) ha sospeso tutti i progetti eolici offshore su larga scala lungo la costa orientale degli Stati Uniti, citando rischi per la sicurezza nazionale identificati dal Dipartimento della Guerra degli Stati Uniti (DOW).

La decisione congela lo sviluppo di cinque progetti per una capacità complessiva di quasi 6 GW, la cui entrata in esercizio commerciale era prevista tra il 2026 e il 2027.

I progetti interessati sono: Revolution Wind (700 MW) e Sunrise Wind (920 MW) – sviluppati da Ørsted; Vineyard Wind 1 (800 MW) – sviluppato da Avangrid e Copenhagen Infrastructure Partners; Coastal Virginia Offshore Wind (CVOW, 2,6 GW) – sviluppato da Dominion Energy e Empire Wind 1 (810 MW) – sviluppato da Equinor

Alcuni sviluppatori, tra cui Equinor e Ørsted, hanno avviato colloqui con le autorità federali per chiarire le questioni di sicurezza sollevate. Dominion Energy ha invece intentato una causa presso un tribunale federale per bloccare l'ordine di sospensione relativo al progetto CVOW. La società ha già investito circa 9 miliardi di dollari nel progetto, che avrebbe dovuto iniziare a fornire elettricità all'inizio del 2026.

Parallelamente, i governatori di Connecticut, Massachusetts, New York e Rhode Island hanno chiesto al DOI di revocare immediatamente gli ordini di sospensione. In una lettera congiunta, hanno sostenuto che i progetti avevano già superato le revisioni federali e che i presunti rischi per la sicurezza nazionale non sono stati specificati.

La sospensione rappresenta un duro colpo per lo sviluppo dell'eolico offshore negli Stati Uniti, settore considerato strategico per la transizione energetica e per il raggiungimento degli obiettivi federali di decarbonizzazione. Inoltre, la decisione introduce incertezza normativa e potenziali rischi finanziari per investitori e utility coinvolte nei progetti.

La Danimarca concede la prima autorizzazione per un progetto di stoccaggio di CO₂

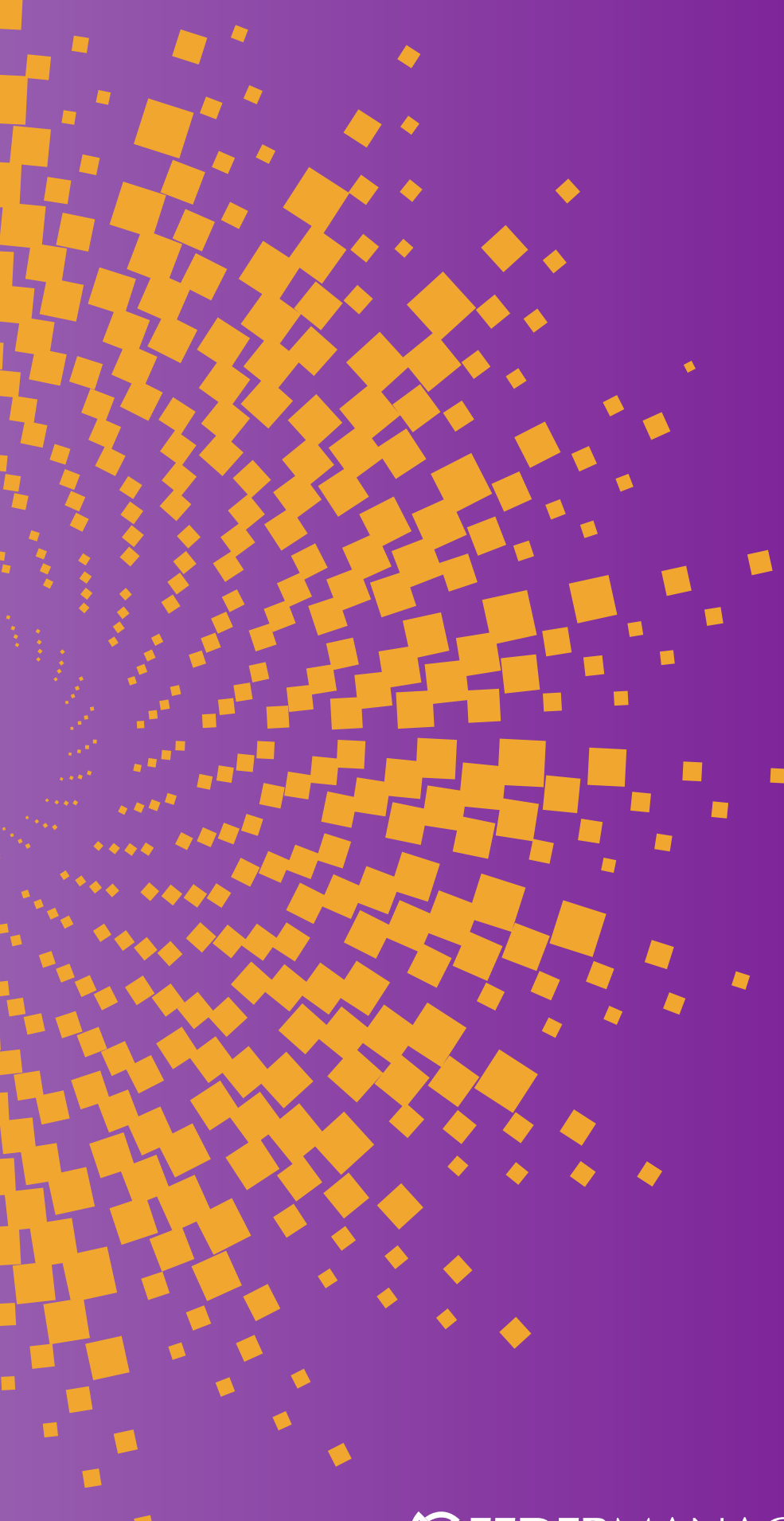
L'Agenzia Danese per l'Energia ha approvato l'utilizzo del giacimento offshore di Nini West, situato a

circa 240 km a nord-ovest di Esbjerg, per lo stoccaggio geologico di CO₂ nell'ambito del progetto Greensand Future. Il progetto è sviluppato da INEOS E&P, Harbour Energy e Nordsøfonden (Fondo Danese per il Mare del Nord).

La capacità autorizzata è di 2,4 MtCO₂ per una durata di 30 anni. È la prima volta che viene concessa un'autorizzazione per un progetto di stoccaggio di CO₂ in Danimarca.

Secondo l'Agenzia, la CO₂ sarà immagazzinata in un serbatoio di arenaria situato a circa 1.700–1.800 metri sotto il fondale marino, sigillato da strati di roccia impermeabile che garantiscono il confinamento a lungo termine. Il giacimento di Nini West era precedentemente utilizzato per la produzione di petrolio e gas. Per il nuovo utilizzo sarà riadattata l'infrastruttura esistente della piattaforma Nini-A, riducendo così costi e tempi di sviluppo.

L'approvazione rappresenta una tappa importante per la Danimarca nello sviluppo della carbon capture and storage (CCS), tecnologia considerata cruciale per la decarbonizzazione dei settori industriali difficili da abbattere. Il progetto Greensand Future si inserisce nella strategia nazionale danese di trasformare il Mare del Nord in un hub per lo stoccaggio transfrontaliero di CO₂.



 **FEDERMANAGER**

AIEE

ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA