

 FEDERMANAGER

 ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

OTTOBRE 2022

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

OTTOBRE 2022

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO ITALIA

- Le prime sfide del nuovo Governo sull'energia

2. INFO EUROPA

- Il difficile percorso verso una visione condivisa sulle misure per contrastare la crisi del gas: le conclusioni del Consiglio Europeo dei leader del 20 e 21 ottobre

3. APPROFONDIMENTI

- Un nuovo sistema di accumulo di energia che ricicla le batterie usate dei veicoli elettrici

4. NEWS DAL MONDO

1. INFO ITALIA

▪ Le prime sfide del nuovo Governo sull'energia

Nel densissimo dossier sull'energia che, al momento del suo insediamento, il Governo Meloni si è trovato sul tavolo non ci sono soltanto i temi topici, quali le misure e le modalità per aiutare famiglie ed imprese a fronteggiare il caro energia o l'azione a livello europeo per arrivare alla fissazione di un price Cap sul prezzo del gas o per ottenere la creazione di un fondo europeo di sostegno ai paesi membri per compensare gli effetti dell'incremento esponenziale dei costi dell'energia conseguenti alle sanzioni contro la Russia.

Oltre a questi argomenti, che investono anche problematiche più complesse, quali l'equilibrio del bilancio dello Stato e la capacità di incidere sulle decisioni europee, il nuovo Governo è costretto ad affrontare immediatamente altre tematiche specifiche del settore energetico italiano. Alcune tradizionali, quali l'eccesso di burocratizzazione e l'accelerazione dei processi autorizzativi che da sempre incidono sulla velocità di trasformazione del nostro sistema energetico ed ora stanno fortemente penalizzando lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Altre che si stanno ponendo in questi giorni in relazione a scelte avviate dal vecchio Governo e che il nuovo sembra voler portare avanti per fronteggiare le difficoltà poste dalla minore disponibilità di gas, o per risolvere problematiche poste all'applicazione delle sanzioni alla Russia.

Si tratta in particolare di due argomenti caldi che richiedono decisioni rapide ma al tempo stesso non semplicissime.

Il primo riguarda l'attracco nel porto di Piombino di una delle due navi attrezzate con un impianto di rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL), acquistate da Snam per rimpiazzare 10 miliardi di metri cubi di gas finora importati via tubo dalla Russia, con il GNL importato da vari paesi dell'area medio orientale o dagli Stati Uniti.

La scelta di Piombino, così come quella di Ravenna per la seconda nave, è stata effettuata da Snam tenendo conto sia dalla esistenza di infrastrutture che consentono l'immediata connessione alla rete nazionale dei metanodotti sia della loro collocazione in prossimità delle aree di maggior consumo di gas per usi civili e industriali.

L'opposizione del Comune e di una ampia parte della popolazione locale alla collocazione della nave nel porto di Piombino costituisce un primo banco di prova della capacità del nuovo Governo di superare i localismi e l'ambientalismo esasperato che sono stati finora all'origine di ritardi e opposizioni alla realizzazione di infrastrutture energetiche necessarie per il Paese, ivi compresi i progetti di rigassificazione del GNL che varie aziende nazionali ed internazionali avevano proposto all'inizio degli anni 2000 in linea con quanto fatto in altri paesi europei. Un banco di prova tanto più significativo, tenuto conto che l'amministrazione del Comune di Piombino è a guida Fratelli d'Italia e che esponenti delle forze politiche oggi al Governo hanno in passato espresso la volontà di intervenire, se necessario, a livello centrale per superare le

opposizioni locali, quando si tratta di decisioni adottate nell'interesse generale.

Ad oggi, il Presidente della Regione Toscana ha dato l'autorizzazione alla collocazione della nave a Piombino e il sindaco della città ha preannunciato il ricorso al TAR contro tale decisione.

L'altro tema caldo è quello relativo alla ricerca di una soluzione per la prosecuzione dell'attività della raffineria ISAB di Priolo Gargallo (SR), di proprietà del Gruppo russo Lukoil. In forza delle sanzioni imposte alla Russia e delle conseguenti restrizioni alla fornitura di garanzie da parte del sistema creditizio italiano alle attività di aziende controllate da capitali russi, la ISAB negli ultimi mesi non ha più avuto la possibilità di importare e lavorare petrolio greggio acquistato sui mercati internazionali ed ha utilizzato soltanto greggio proveniente dalla Russia.

Peraltro, dal 5 dicembre, per effetto del divieto imposto dalla UE alle importazioni di greggio russo, la ISAB non potrà più lavorare neanche questo greggio e sarà costretta a interrompere la sua attività.

La cessazione dell'attività ISAB, se non verrà trovato un modo per evitarlo, avrà un effetto dirompente. Non solo per il sistema petrolifero, tenuto conto che ISAB pesa tra il 15 e il 20 per cento della raffinazione italiana e per i suoi oltre mille dipendenti, ma anche perché la ISAB ha un ruolo centrale nel polo petrochimico di Priolo, essendo strettamente interconnesso con le altre aziende operanti nel Polo, fornendo loro energia, semi lavorati, prodotti, servizi, in mancanza dei quali sarebbero costrette a fermarsi con un impatto importante sia per l'occupazione sia per il sistema petrochimico ed industriale italiano, di cui Priolo costituisce un anello fondamentale.

Ma non vanno dimenticate le altre conseguenze rilevanti che l'eventuale fermata di ISAB potrebbe avere sul sistema energetico italiano, soprattutto in questo momento.

Nel 2000, ben prima che passare sotto il controllo Lukoil, la ISAB sviluppò un progetto di gasificazione dei residui pesanti prodotti dalla raffineria, associato ad un impianto di produzione dell'ossigeno e ad una centrale termoelettrica a ciclo combinato di 530 MW che utilizzava il gas di sintesi proveniente dal gassificatore, con una produzione annua di circa 4 TWh. Il progetto, che da un lato migliorava il livello di conversione della raffineria e, dall'altro, creava nuove linee di business, con benefici anche dal punto di vista ambientale, aveva potuto godere per alcuni anni di un sistema di incentivazione tariffaria per l'energia prodotta.

Al termine di tale periodo, nuove valutazioni sugli "economics" avevano spinto la ISAB ad alimentare la centrale elettrica parzialmente con gas naturale, ma la recente crescita esorbitante dei prezzi del gas ha riportato ad un pieno impiego del gas di sintesi, con il duplice beneficio di produrre 4 TWh di energia senza utilizzare il gas ed a un costo più conveniente in quanto basato sul più contenuto prezzo del petrolio.

La ricerca di una soluzione per far continuare l'attività di ISAB è perciò importante non solo dal punto di vista occupazionale ed industriale, ma anche sotto il profilo della sicurezza energetica e della strategia contro il caro energia.

Il Governo ha espresso la volontà di intervenire. Le ipotesi allo studio sono diverse. Si parla di nazionalizzazione, di richiedere un'eccezione alla UE, di accordare una garanzia dello Stato attraverso Sace, ecc.

Ciò che è importante è procedere con urgenza.

2. INFO EUROPA

▪ **Il difficile percorso verso una visione condivisa sulle misure per contrastare la crisi del gas: le conclusioni del Consiglio Europeo dei leader del 20 e 21 ottobre**

La difficile ricerca di una soluzione condivisa da una maggioranza qualificata, se non dalla totalità, degli stati membri sulle azioni da adottare al livello europeo per contrastare la crisi del gas, ha fatto passi in avanti ma non può dirsi ancora completata. Il Consiglio Europeo dei Capi di Stato e di Governo tenutosi a Praga il 20 e 21 ottobre, l'ultimo al quale ha partecipato per l'Italia Mario Draghi, ha esaminato la proposta di Regolamento presentata dalla Commissione per "Promuovere la solidarietà mediante il miglior coordinamento degli acquisti di gas, scambi transfrontalieri di gas e parametri di riferimento affidabili per i prezzi".

Per raggiungere tali obiettivi, la proposta di Regolamento è stata impostata individuando 4 linee strategiche:

- 1) l'aggregazione della domanda di gas dell'UE e l'acquisto in comune di gas;
- 2) l'azione per far fronte alla crescita incontrollata dei prezzi e per garantire prezzi equi del gas e dell'energia elettrica anche in una situazione di crisi;
- 3) l'implementazione della solidarietà tra Stati membri, rendendola generale e quindi estesa anche a quelli che non abbiano già sottoscritto accordi bilaterali o multilaterali con altri Stati membri;
- 4) l'ulteriore riduzione dei consumi di gas ed elettricità, in aggiunta a quella già promossa con precedenti misure, in modo da garantire che i consumatori europei continuino a essere adeguatamente protetti di fronte ad ulteriori rischi di scarsità di approvvigionamento. Ciò nella duplice ottica di fronteggiare eventuali nuove interruzioni delle forniture ed allentare la pressione sui mercati internazionali del gas e quindi sui prezzi.

Il Consiglio non ha avuto particolari difficoltà a riconoscersi negli obiettivi proposti dalla Commissione ed anche per quanto riguarda le specifiche proposte su aggregazione della domanda e acquisti comuni, solidarietà tra Stati membri e maggiore riduzione dei consumi, sia pure con alcune precisazioni e la richiesta alla Commissione di fare alcune integrazioni, non è stato difficile raggiungere una intesa.

Ben più complesso è stato il discorso sull'articolazione della proposta relativa ai prezzi ed in particolare alla possibile fissazione di un Cap al prezzo del gas che il precedente Governo italiano ha portato avanti sin dalla scorsa primavera ed è condivisa anche dall'attuale Governo, ma che non ha finora trovato accoglimento per l'opposizione di Olanda e Germania.

Non in particolare per quanto riguarda le formule di prezzo da applicare agli scambi per

accordi di solidarietà e l'introduzione di nuovi parametri di riferimento per il prezzo del GNL finora anch'esso agganciato agli indici del TTF di Amsterdam, le cui soluzioni sono più a portata di mano, con il coinvolgimento dell'ESMA (Autorità Europea Strumenti Finanziari e Mercati) e dell'ACER (Agenzia Europea delle Autorità di Regolazione).

Il nodo è stato ancora quello della fissazione di un Cap europeo al prezzo del gas, che significherebbe l'abbandono dell'indice TTF del mercato di Amsterdam, al quale in Europa finora fanno riferimento le transazioni essendo, in condizioni di normalità, il mercato più liquido e rappresentativo.

Sull'argomento si sono confrontate, da un lato, le tesi di Italia, Francia ed altri paesi importatori di gas, che hanno a ragione sostenuto che il TTF è oggi è diventato l'indice di un mercato del tutto speculativo per sua la ridotta liquidità, favorendo una crescita esponenziale dei prezzi del gas e l'elettricità per i consumatori civili ed industriali europei.

Dall'altro la posizione di Olanda e Germania arroccate nella difesa del riferimento al mercato di Amsterdam. La prima sostenendo che tutte le transazioni del gas prodotto dall'Olanda fa da sempre riferimento a quel mercato, ma in realtà sfruttando il vantaggio di valorizzare a prezzi stratosferici a vantaggio della propria economia tutto il gas di produzione nazionale. La Germania che, essendo certamente la più penalizzata dalla perdita del gas russo, teme che la fissazione di un Cap più basso del TTF, da un lato spingerebbe ad un incremento della domanda di gas e dall'altro potrebbe dirottare verso altri paesi, quali ad esempio il Regno Unito, i flussi di gas disponibili. Senza dimenticare la minaccia russa di chiudere totalmente i residui flussi ancora indirizzati verso l'Europa in caso di fissazione di un Cap sui prezzi.

Da parte sua la Commissione, per tener conto di entrambe le posizioni ed esigenze, ha avanzato proposte per contenere la volatilità infra-giornaliera dei prezzi e prevedere, come soluzione di ultima istanza in caso di prezzi eccessivi, l'individuazione un livello di prezzo massimo. In particolare, riconoscendo che il TTF è stato largamente utilizzato come riferimento per i prezzi delle transazioni e come base per la copertura dei contratti, ha chiesto che le venga attribuito il potere di proporre una misura del Consiglio volta stabilire un prezzo dinamico massimo al quale possono avvenire le operazioni sul mercato TTF a pronti ed al quale sarebbero collegati gli altri Hub di scambio dell'UE attraverso un corridoio dinamico dei prezzi.

Il confronto tra le due impostazioni è stato intenso e solo di fronte al rischio di una rottura che avrebbe potuto avere pesanti conseguenze sulla tenuta della compattezza dell'Unione, soprattutto in un momento storico come l'attuale in cui è in atto una guerra economica con la Russia che sta puntando proprio la disgregazione politica dell'Europa è stato raggiunto in extremis un accordo la cui traduzione in provvedimenti concreti è ancora tutta da definire e verificare.

Al termine di una riunione fiume finita nel cuore della notte, i leader europei hanno richiesto al Consiglio ed alla Commissione di adottare urgentemente concrete decisioni sulle proposte avanzate dalla Commissione e su misure addizionali riguardanti tra l'altro:

a) nuovo prezzo di riferimento complementare che dall'inizio del 2023 rifletta più accuratamente le condizioni del mercato;

- b)** temporaneo corridoio prezzi dinamico per le transazioni di gas, per bloccare episodi di prezzi eccessivi, da attuare senza compromettere la sicurezza delle forniture e far crescere la domanda;
- c)** temporaneo schema di riferimento EU per la fissazione di un tetto al prezzo del gas per la produzione di energia elettrica, comprensiva di una analisi costi-benefici, senza modificare l'ordine di merito;
- d)** miglioramento del funzionamento del mercato dell'energia per accrescere la loro trasparenza, eliminare i fattori amplificano la volatilità dei prezzi del gas, alleviare lo stress di liquidità.

L'esplicito invito al Consiglio ed alla Commissione ad adottare urgentemente misure addizionali concrete anche sul tema prezzi, parlando esplicitamente di "corridoio prezzi dinamico", anche se temporaneo, rappresenta certamente un altro tassello nella costruzione di un sistema che ponga un limite all'abnorme spinta speculativa che ha caratterizzato il mercato europeo del gas nell'ultimo anno. Ma a parte l'ulteriore rinvio insito nella necessità di tradurre in misure concrete le linee indicate dai leader europei, saranno i comportamenti che si registreranno sui tavoli tecnici a dimostrare la reale volontà di arrivare ad una soluzione. A questo riguardo alcuni dubbi nuovamente espressi dal Cancelliere tedesco Schroder, così come la decisione tedesca di fissare un Cap sui prezzi di gas ed elettricità per i consumatori tedeschi, non sono un segnale tranquillizzante.

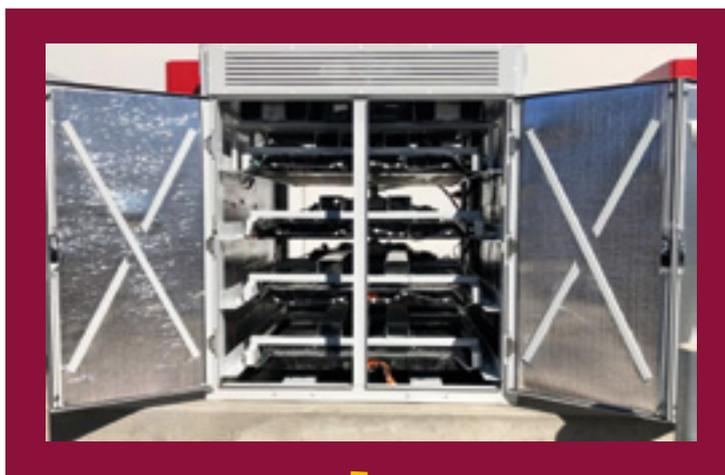
In definitiva, sviluppo delle rinnovabili ed efficienza energetica sono le due strategie base sulle quali l'Unione Europea può lavorare nel modo più rapido ed economico per contenere e ridurre la dipendenza da Paesi terzi salvaguardando il proprio sistema economico.

3. APPROFONDIMENTI

▪ **Un nuovo sistema di accumulo di energia che ricicla le batterie usate dei veicoli elettrici**

A Mira Mesa, vicino a San Diego, in California, in un parco della città, si può notare una coppia di cubi anonimi, all'interno dei quali si trova una raccolta di batterie usate per veicoli elettrici. Un cubo contiene batterie Tesla e l'altro vecchie batterie di Nissan Leafs.

Sebbene queste batterie agli ioni di litio un tempo alimentassero auto ora non siano più in uso, il loro ciclo di vita ha ancora una lunga durata.



Un'azienda locale collegata con l'università ha preso queste batterie di scarto che normalmente sarebbero state gettate e ha trovato un nuovo modo per riutilizzarle.

Con questo sistema, l'elettricità in eccesso prodotta durante il giorno dai pannelli solari installati sul tetto di un edificio vicino ai due cubi viene accumulata e poi restituita, quando il sole tramonta.

Questo modo di accumulo di energia, chiamato MOAB Modular Assembly Battery System, brevettato come Smartville, a differenza degli altri sistemi, combina due diversi tipi di batteria in un unico sistema. La nuova tecnologia è in grado di integrare batterie, non solo in diversi stati di salute, ma anche di diversi produttori (Tesla e Nissan) e controllarle in modo affidabile, raccogliendo dati che possono consentire di prevedere quanto dureranno le batterie.

Questo sistema di accumulo di energia utilizza delle batterie che altrimenti andrebbero sprecate, con enormi implicazioni sociali e ambientali.

Oltre a fornire energia all'edificio nelle fasce orarie di punta, MOAB può anche fornire un backup di emergenza durante le interruzioni di corrente.

Il nuovo sistema di accumulo di energia può fornire a questa struttura fino a 48 ore di elettricità se un blackout o un'emergenza energetica interrompe l'alimentazione dell'edificio.

Il sistema MOAB a Mira Mesa è relativamente piccolo: appena 500 kilowattora, o mezzo

megawattora. Per fare un confronto, l'impianto di batterie Kearny Energy Storage di SDG&E fornisce 80 megawattora di energia tramite batterie alloggiare in 126 cubi.

Smartville ha raccolto 9 milioni di dollari di finanziamenti per sviluppare questo nuovo sistema, sufficiente a coprire il budget dell'azienda e lo staff di ricerca. La società ha ricevuto fondi anche dal Department of Energy degli Stati Uniti e due borse di ricerca da 2 milioni di dollari ciascuna dalla California Energy Commission.

Altri sistemi MOAB sono in cantiere: un progetto da 1 a 4 megawattora a Fresno; un sistema da 0,25 megawattora nella sede di Nissan a Franklin in Tennessee; e un altro progetto da 0,25 MWh ad Atlanta.

In California, lo stoccaggio ha assunto un profilo più alto negli ultimi anni, soprattutto poiché lo Stato fa sempre più affidamento su fonti di energia rinnovabile e ha fissato l'obiettivo di ottenere il 100% della sua elettricità da fonti a zero emissioni di carbonio entro il 2045.

Nel 2019, in California vi erano solo 200 megawatt di storage. Quest'anno, i numeri sono cresciuti fino a 3.600 MW e la Commissione per l'Energia prevede che saranno necessari 49.000 MW di accumuli di batterie per raggiungere l'obiettivo dello zero emissioni di CO2 nel 2045.

4. NEWS DAL MONDO

Francia, Spagna e Portogallo si impegnano a costruire un nuovo gasdotto sottomarino

Francia, Spagna e Portogallo hanno concordato di sviluppare e costruire un gasdotto sottomarino "BarMar" tra Barcellona e Marsiglia che trasporterà gas naturale e idrogeno. Il completamento del nuovo gasdotto richiederà dai 4 ai 5 anni e sarà utilizzato per pompare idrogeno verde e altri gas rinnovabili e per trasportare temporaneamente anche gas naturale per aiutare ad affrontare l'attuale crisi energetica in Europa. Il progetto BarMar si sostituirà ai piani di ampliamento del gasdotto MidCat (da 7,5 miliardi di metri cubi/anno), nei confronti del quale Spagna e Portogallo erano favorevoli al progetto, mentre la Francia si è opposta, sostenendo che la costruzione di questo gasdotto attraverso i Pirenei avrebbe richiesto troppo tempo per risolvere problemi di approvvigionamento a breve termine.

Come si articola il pacchetto da 200 miliardi di euro approvato dalla Germania per affrontare la crisi energetica

Il Parlamento tedesco, ha approvato il pacchetto di salvataggio da 200 miliardi di euro che mira a proteggere le aziende e le famiglie dall'impatto dell'aumento dei prezzi dell'energia. Il fondo durerà fino al 2024 e finanzia vari massimali e sussidi per i prezzi dell'energia. Le famiglie potranno beneficiare di un price cap dell'80% dei loro consumi abituali a partire da marzo 2023. Il price cap per le aziende potrà entrare in vigore già da gennaio 2023. Il pacchetto include anche una riduzione dell'imposta sulle vendite di gas e teleriscaldamento dal 19% al 7%. Al fine di facilitare il finanziamento del pacchetto di salvataggio, il Parlamento ha votato per sospendere il freno all'indebitamento previsto dalla costituzione tedesca (che limita l'indebitamento netto allo 0,35% del PIL, ma può essere revocato in caso di calamità naturali o emergenze eccezionali al di fuori del controllo dello Stato e che incidono in modo significativo sulla posizione finanziaria del Paese). Questo pacchetto da 200 miliardi di euro include il regime di sussidi di 96 miliardi di euro introdotto all'inizio di ottobre 2022.

La Rosatom inizia i colloqui per costruire una seconda centrale nucleare in Turchia

Il gruppo nucleare statale russo Rosatom ha annunciato di aver avviato negoziati con i suoi partner turchi per la costruzione di una centrale nucleare sulla costa turca del Mar Nero. Questa seconda centrale nucleare sarà costruita vicino alla città di Sinop (Turchia settentrionale) e sarà composta da quattro unità.

Rosatom, attraverso la sua affiliata Akkuyu Nuclear, sta attualmente costruendo la prima centrale nucleare della Turchia da 4,8 GW ad Akkuyu sulla costa mediterranea nella provincia di Merçin. La centrale nucleare è composta da quattro unità VVER da 1.200 MW che una volta a regime dovrebbero generare fino a 35 TWh/anno.

Entra in costruzione l'interconnettore elettrico EuroAsia che collega Grecia a Cipro

Grecia e Cipro hanno avviato la costruzione dell'interconnettore EuroAsia, che consisterà in un cavo sottomarino da 1.000 MW che collegherà le reti elettriche dei due Paesi via Creta. Cipro è l'ultimo stato membro dell'UE non interconnesso. La messa in servizio è prevista entro la fine del 2026. Come seconda fase, una volta completato il progetto da Cipro a Creta, verrà costruito un collegamento elettrico tra Cipro e Israele.

Il progetto, elencato nella quinta lista UE dei progetti di interesse comune (PCI), è un multiterminale ad alta tensione e corrente continua che collegherà le reti di trasmissione di Grecia, Cipro e Israele. A pieno regime, l'interconnettore da 500 kV consentirà il trasferimento di 2.000 MW. La sua lunghezza totale in mare aperto sarà di 1208 km mentre la sua lunghezza a terra sarà di 25 km. L'interconnettore ha già ricevuto una sovvenzione di 100 milioni di euro dalla Commissione europea nel luglio 2021. A gennaio 2022 l'UE ha deciso di investire altri 657 milioni di euro nel progetto nell'ambito del meccanismo per collegare l'Europa (CEF).

Nel dicembre 2022 gli Stati Uniti prevedono di vendere 15 mbl di petrolio dalla riserva strategica

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha emesso un avviso di vendita per 15 mbl dalla Strategic Petroleum Reserve (SPR) da consegnare a dicembre 2022, con l'obiettivo di stabilizzare i prezzi dei carburanti. Inoltre, le autorità intendono riacquistare il greggio per l'SPR quando i prezzi saranno pari o inferiori a circa 67-72 dollari al barile. L'SPR statunitense rimane la più grande riserva strategica del mondo con circa 400 mbl rimanenti. Il paese potrebbe autorizzare vendite aggiuntive significative nei prossimi mesi se le condizioni lo richiedessero. All'inizio di ottobre 2022, l'OPEC, allargata ad altri paesi produttori come la Russia, ha deciso di ridurre la produzione di petrolio di 2 mb/g nel novembre 2022 rispetto al livello di produzione fissato nell'agosto 2022, corrispondente a una riduzione del 4,5% dell'offerta totale, con l'obiettivo di sostenere i prezzi del petrolio che hanno ceduto a causa dei timori di recessione. Di conseguenza, sia l'Arabia Saudita che la Russia dovrebbero produrre 10,5 mb/g nel novembre 2022; la produzione dei membri del gruppo OPEC 10 dovrebbe raggiungere i 25,4 mb/g, quella dei produttori non OPEC 16,4 mb/g, portando la produzione dell'OPEC+ a una media di 41,9 mb/g. Nel 2021, gli Stati Uniti sono stati il più grande produttore mondiale di petrolio con una produzione di 15,5 mb/g.



 **FEDERMANAGER**

AIEE ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA