

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 03/2024



Energia ed Economia

Editoriale (pag. 1)

Che ne sarà del Green Deal? Come le elezioni del Parlamento europeo potrebbero influenzare le politiche climatiche dell'UE

di Carlo Di Primio

Approfondimenti

I costi dei sistemi energetici sotto una crescente ambizione climatica (pag. 3)

Perrine Meziat-Burdin, Esteban Drouet, Aurélien Peffen (*Enerdata*)

La lunga marcia della transizione energetica (pag. 6)

di Vittorio D'Ermo

Il regolamento UE per ridurre le emissioni di metano sta cambiando (pag. 10)
i contratti di fornitura di gas e GNL

Un metodo che apre la strada ai veicoli a celle a combustibile a idrogeno (pag. 12)

Eventi (pag. 13)

28-30 Novembre 2024 - 8th AIEE Energy Symposium - Current and Future Challenges to Energy Security
Organizzato con l'Università di Padova

Notizie dal mondo (pag. 14)

Notizie dall'Italia (pag. 36)

Che ne sarà del Green Deal? Come le elezioni del Parlamento europeo potrebbero influenzare le politiche climatiche dell'UE

di Carlo Di Primio

Anche senza voler risalire alle origini della Comunità europea del Carbone e dell'Acciaio (CECA), la storia dell'Europa comunitaria nata con i trattati di Roma si misura in svariati decenni e lo stesso assetto attuale di Unione Europea nato con il Trattato di Maastricht, datato 1993, ha ormai più di 30 anni.

quelle attese dalla nuova in via di formazione, estendendosi anche al tema dei nomi

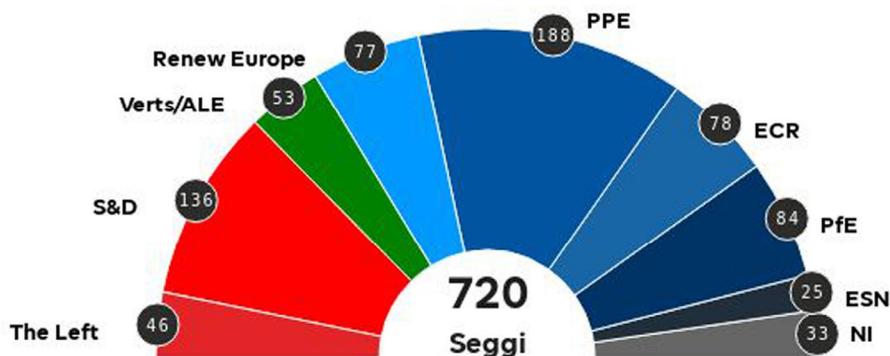
I risultati delle elezioni e la configurazione del nuovo Parlamento con la formazione dei gruppi e dello schieramento di

Proprio con il Trattato di Maastricht fu anche conferito un ruolo di rilievo al Parlamento europeo che ha progressivamente assunto un peso sulla nomina del Presidente della Commissione e della stessa Commissione, con la possibilità di esprimere anche delle censure sui nomi, sulla sua attività e su quella dei commissari sebbene la decisione resti di competenza del Consiglio e, quindi dei Governi degli stati membri. Tuttavia, mai in passato vi è stata come in questa occasione una partecipazione ampia ai dibattiti che nei vari paesi dell'Unione hanno animato e in qualche caso surriscaldato la campagna elettorale per il rinnovo dei 720 componenti del Parlamento di Strasburgo, ma anche per la nomina del nuovo Governo europeo.

in precedenza, il Parlamento, non è stato mai in realtà la sede in cui si dibatteva sulle scelte.

In questo ultimo rinnovo è invece sviluppato un dibattito che ha superato i confini dei singoli Stati, muovendosi sulle linee politiche espresse dai partiti dei vari paesi ma con visioni comuni o vicine e che ha riguardato sia le politiche espresse dalla Commissione uscente sia

Parlamento europeo 2024 - 2029



Gruppi politici nel Parlamento europeo	Numero di seggi	%
PPE - Gruppo del Partito popolare europeo (Democratici cristiani)	188	26,11%
S&D - Gruppo dell' alleanza progressista di Socialisti e Democratici al Parlamento Europeo	136	18,89%
PFE - Patriots for Europe	84	11,67%
ECR - Gruppo dei Conservatori e Riformisti europei	78	10,83%
Renew Europe - Gruppo Renew Europe	77	10,69%
Verts/ALE - Gruppo dei Verdi/Alleanza libera europea	53	7,36%
The Left - Il gruppo della Sinistra al Parlamento europeo - GUE/ NGL	46	6,39%
ESN - Europe of Sovereign Nations	25	3,47%
NI - Non iscritti	33	4,58%

maggioranza sono stati riferimenti in base ai quali il Consiglio, cioè i Governi hanno nominato il Presidente della Commissione, il Presidente del Consiglio ed il responsabile della politica estera.

E' altresì da rilevare che il quadro uscito dalle elezioni, pur avendo espresso in alcuni importanti paesi un rafforzamento dei gruppi politici portatori di visioni critiche nei confronti del lavoro della Commissione uscente, soprattutto sul tema del Green Deal, non ha portato alla formazione di una maggioranza che riflettesse tali critiche e fosse in grado di influire sulla nomina dei nuovi vertici europei.

Il Consiglio europeo, ha infatti confermato il nome di Ursula von der Leyen (PPE) come presidente della Commissione e due nomi nuovi, comunque appartenenti al raggruppamento di maggioranza, che secondo terminologie italiane definiremmo di centro sinistra, per le posizioni di Presidente del Consiglio (il portoghese Antonio Costa - Socialista) e di Alto Rappresentante per la politica estera (l'estone Kaja Kallas - liberale).

E' da vedere ora se e quale peso potrà avere la formazione di questo fronte critico e lo stesso voto contrario espresso dall'Italia, spiegabile con la collocazione politica, di due dei tre partiti che costituiscono la coalizione di governo, nello schieramento di opposizione rispetto a quello del quale provengono i nuovi vertici europei.

Ursula Von der Leyen nel suo discorso di insediamento a Strasburgo, ha dichiarato tra l'altro che la sua visione per avere una Europa più forte che dia prosperità, protegga le persone e difenda la democrazia, punta al raggiungimento degli obiettivi del Green Deal con pragmatismo, neutralità tecnologica ed innovazione. Aggiungendo di "aver ascoltato attentamente le forze democratiche presenti in Parlamento; traendone il convincimento che queste sono le linee guida che riflettono quanto abbiano in comune come cittadini europei malgrado le differenze che sono salutari in ogni democrazia".

Pragmatismo, neutralità tecnologica, innovazioni sono termini usati spesso anche dal Governo italiano e da importanti settori dell'economia e dell'industria italiana per criticare alcuni indirizzi espressi finora dagli organismi europei nel fissare le linee e gli obiettivi della transizione energetica e per sottolineare, i rischi delle ricadute dal punto di vista economico, sociale, di competitività del nostro sistema.

Il richiamo della Presidente della Commissione va quindi giudicato positivamente, anche perché nel suo discorso ha anche sottolineato la volontà di voler favorire la crescita e la competitività dell'industria europea, la riduzione dei costi dell'energia, il richiamo delle risorse finanziarie per la realizzazione degli investimenti.

Ovviamente, andrà concretamente verificato come questi propositi verranno declinati e tradotti in strumenti operativi. Anche in considerazione dell'ampiezza e della varietà politica dello schieramento che sostiene la Von der Leyen, che va dai verdi ai socialisti, ai popolari, ai liberali, all'interno del quale andranno raggiunti i necessari equilibri.

Peraltro, l'energia e l'ambiente che trovano la loro sintesi nel Green Deal, non sono le uniche sfide che dovrà affrontare la nuova Commissione.

La guerra in Ucraina ed i rapporti con la Russia sui quali si sono registrate estemporanee iniziative del capo del Governo ungherese Orban, e che rendono sempre più attuale il tema della difesa comune, i problemi dell'immigrazione di cui in questo momento si parla meno solo perché ci sono temi più caldi sul tappeto, l'incognita delle elezioni USA e di una eventuale presidenza Trump, con l'eventuale impatto sui rapporti Europa-USA sul ruolo della NATO, la guerra in Israele con la possibile deflagrazione con Iran e Libano sono tutti fattori che anche se non di sola competenza del nuovo Governo europeo avranno sullo stesso un'inevitabile ricaduta anche semplicemente come punto di incontro per ricercare una linea unitaria e condivisa come Europa.

Un discorso che, come si è accennato, non è facile, anche perché l'Europa a 27 stati membri è in prospettiva, considerata la lista dei richiedenti, l'ulteriore crescita dell'Unione, renderà sempre più complesso riconciliare posizioni, interessi, aspettative, esigenze già oggi assai diverse, che inevitabilmente sono destinate ad aumentare e a diversificarsi.

Da questo punto di vista, il nuovo Governo europeo uscito dalle ultime elezioni dovrà probabilmente affrontare sfide più difficili rispetto a tutti quelli che l'hanno preceduto.

Forse è anche giunto il momento di riflettere su che tipo di Europa vogliamo.

I costi dei sistemi energetici sotto una crescente ambizione climatica?

di Perrine Meziat-Burdin,
Esteban Drouet,
Aurélien Peffen



Per raggiungere con successo gli obiettivi climatici sono necessari cambiamenti significativi nei sistemi energetici, lungo l'intera catena del valore: riduzione del consumo energetico, decarbonizzazione dell'approvvigionamento, implementazione di tecnologie pulite, ecc. Questi profondi cambiamenti nel modo in cui consumiamo e produciamo energia hanno impatti enormi in termini di costi dei sistemi energetici.

L'articolo fa un'analisi basandosi sugli scenari "EnerFuture" di Enerdata per fornire un quadro sulle tendenze previste nei costi del sistema energetico nel contesto di diversi livelli di ambizione climatica.

Metodologia e tendenze globali

Questa analisi presenta tre scenari energia-clima, elaborati da Enerdata con il modello *EnerFuture* basato su dati aggiornati annualmente, che rappresentano futuri contrastanti e plausibili per i sistemi energetici:

- il primo scenario, "EnerBase" è una traiettoria Business-As-Usual, che corrisponde alla continuazione delle tendenze storiche con ambizioni climatiche limitate.
- il secondo scenario "EnerBlue" tiene conto delle politiche dichiarate e degli obiettivi annunciati dai paesi nei loro Nationally Determined Contributions (NDC)
- il terzo scenario "EnerGreen" è compatibile con un aumento della temperatura ben al di sotto dei 2°C, quindi allineato con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

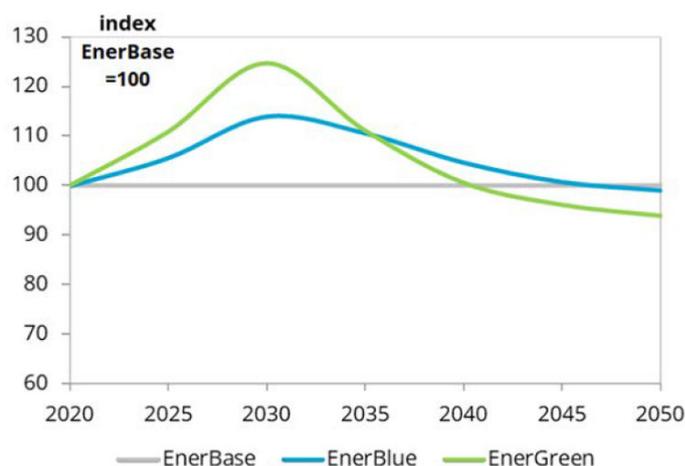
La *Figura 1* fornisce una definizione più completa degli scenari EnerFuture. L'analisi presentata in questo articolo valuta i rispettivi impatti degli scenari in termini di costi per i sistemi energetici.

Come previsto, gli sforzi maggiori per mitigare le emissioni di gas serra negli scenari EnerBlue ed EnerGreen, rispetto al riferimento EnerBase, implicano costi aggiuntivi per i sistemi energetici. La *Figura 2* mostra la differenza nei costi del sistema energetico tra gli scenari, con EnerBase utilizzato come indice di riferimento.

Sono necessari costi aggiuntivi significativi nel breve e medio termine per supportare la transizione: oltre il 20% in più in EnerGreen intorno al 2030 rispetto a EnerBase.

In effetti, sarà necessario sbloccare investimenti sostanziali in tecnologie decarbonizzate se i paesi vogliono allineare i loro percorsi di emissione con traiettorie compatibili con l'accordo di Parigi.

Figura 2 - Costi aggiuntivi del sistema energetico globale in EnerBlue & EnerGreen rispetto a EnerBase



Fonte: Enerdata

Figura 1: Definizione degli scenari EnerFuture

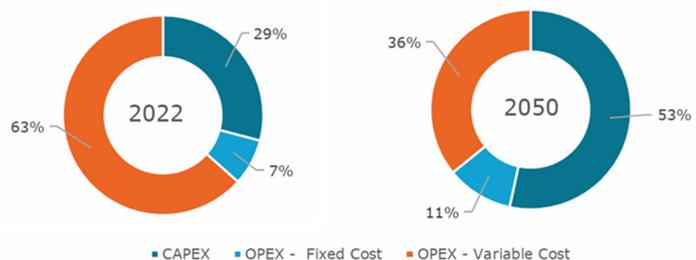
EnerBase	EnerBlue	EnerGreen
<p>Politiche climatiche ed energetiche</p> <ul style="list-style-type: none"> Sforzi limitati e ritardi per mitigare le emissioni di gas serra Politiche prive di ambizione climatica, non compatibili con gli obiettivi NDC <p>Domanda energetica</p> <ul style="list-style-type: none"> Miglioramenti limitati nell'efficienza energetica Elevata crescita della domanda nei paesi in via di sviluppo, stabile nell'OCSE <p>Approvvigionamento energetico</p> <ul style="list-style-type: none"> I combustibili fossili rimangono fortemente dominanti Sviluppo minore delle energie rinnovabili a causa della mancanza di supporto I prezzi dei combustibili fossili aumentano in un contesto di moderata crescita della domanda <p>emissioni di CO₂</p> <ul style="list-style-type: none"> Le emissioni di CO₂ continuano ad aumentare entro il 2050 nelle economie emergenti, ma sono leggermente frenate nell'OCSE 	<p>Politiche climatiche ed energetiche</p> <ul style="list-style-type: none"> Rafforzamento degli sforzi di mitigazione delle emissioni di gas serra Politiche climatiche basate sui nuovi obiettivi NDC (aggiornato a fine 2023) <p>Domanda energetica</p> <ul style="list-style-type: none"> Crescita della domanda controllata attraverso efficienza e sufficienza energetica Consumi in moderato aumento nei paesi non-OCSE e in calo nei paesi OCSE <p>Approvvigionamento energetico</p> <ul style="list-style-type: none"> Quota di combustibili fossili in lenta diminuzione dovuta a un significativo passaggio alle energie rinnovabili Prezzi internazionali dei combustibili in lenta diminuzione, riflettendo una domanda inferiore <p>emissioni di CO₂</p> <ul style="list-style-type: none"> Nei paesi in via di sviluppo, le emissioni di CO₂ raggiungono il picco intorno al 2030 e poi calano. Nel frattempo stanno diminuendo in modo significativo nei paesi OCSE. 	<p>Politiche climatiche ed energetiche</p> <ul style="list-style-type: none"> Ambizioso bilancio delle emissioni di gas serra, in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi Politiche climatiche molto severe, in linea con i nuovi NDC ambiziosi <p>Domanda energetica</p> <ul style="list-style-type: none"> Miglioramenti significativi dell'efficienza energetica Implementazione di misure sostanziali di autosufficienza energetica La domanda di energia diminuisce a livello globale <p>Approvvigionamento energetico</p> <ul style="list-style-type: none"> L'offerta di combustibili fossili diminuisce fortemente Le energie rinnovabili rappresentano la maggior parte della domanda di energia primaria I prezzi dei carburanti sono spinti verso il basso dal crollo della domanda <p>emissioni di CO₂</p> <ul style="list-style-type: none"> Le emissioni di CO₂ sono scese a livelli estremamente bassi a livello globale
<p>EnerBase</p> <p>porta ad un aumento della temperatura superiore a 2°C</p>	<p>EnerBlue</p> <p>porta ad un aumento della temperatura mondiale tra 2,0 °C e 2,5 °C</p>	<p>EnerGreen</p> <p>esplora un mondo in cui l'aumento della temperatura è limitato a ben al di sotto dei 2 °C.</p>

Fonte: Enerdata

Tuttavia, l'analisi mostra che tali investimenti aggiuntivi nel breve termine potrebbero ripagare nel lungo periodo. In effetti, lo scenario EnerGreen diventa meno costoso dopo il 2040, compensando progressivamente i costi aggiuntivi affrontati prima.

Uno sguardo più approfondito alla struttura dei costi del sistema energetico in EnerGreen, come mostrato nella Figura 3, fornisce una dimostrazione di questo scenario. I sistemi energetici passano da un predominio di OPEX variabile (e in particolare dei costi dei combustibili fossili) a una struttura più orientata al CAPEX. La transizione richiede infatti significativi investimenti a breve termine in tecnologie di decarbonizzazione, che sono tipicamente ad alta intensità di CAPEX ma non richiedono necessariamente costi di carburante così elevati per funzionare. Ciò spiega la diminuzione dei costi del sistema di EnerGreen alla fine dell'orizzonte temporale dello scenario, rispetto a EnerBase.

Figura 3 - Struttura dei costi del sistema energetico – Mondo – EnerGreen



Fonte: Enerdata

Per analizzare queste tendenze con approfondimenti più concreti, verranno presentati in seguito due casi di studio: il settore del trasporto su strada e il settore della produzione di energia.

Costi del trasporto su strada e impatto dei veicoli elettrici

La seguente analisi si concentra sulla componente stradale del settore dei trasporti. Nel trasporto su strada, CAPEX include i costi del rinnovo della flotta sia per i passeggeri che per il trasporto merci, nonché i costi delle stazioni di ricarica per i veicoli elettrici.

OPEX è suddiviso in due componenti principali: costi fissi di esercizio e manutenzione e costi variabili dei carburanti.

Un drastico aumento dei costi di trasporto su scala globale

Un punto degno di nota da sottolineare è il notevole aumento dei costi di trasporto totali in tutti e tre gli scenari durante l'in-

terno periodo di simulazione: +83% in EnerGreen, +94% in EnerBlue e +106% in EnerBase tra il 2022 e il 2050.

Nel breve termine, i due scenari di decarbonizzazione richiedono investimenti aggiuntivi, con conseguenti costi più elevati rispetto a EnerBase. Dopo il 2035, le tendenze si invertono, con EnerBlue ed EnerGreen che diventano più redditizie, come mostrato nella Figura 4.

Dinamiche globali in EnerGreen

Immergendosi più in particolare nello scenario EnerGreen, sempre su scala globale, si nota il cambiamento da una struttura

OPEX/CAPEX approssimativamente bilanciata a una ampiamente orientata al CAPEX, come si può vedere nella Figura 5.

Tuttavia, in termini assoluti, la variabile OPEX rimane piuttosto costante nel periodo, da qui il significativo aumento dei costi totali menzionato in precedenza, che è chiaramente dovuto a un drastico aumento del CAPEX.

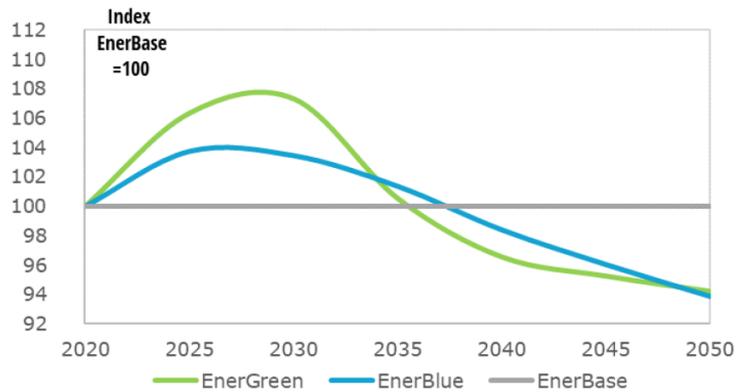
Confronto geografico: uno sguardo più da vicino all'Europa e Asia in EnerGreen

Sebbene le dinamiche globali dei trasporti sembrano relativamente simili a quelle di altri settori, si riscontrano ancora delle discrepanze tra le regioni del mondo, come si può vedere nella Figura 6.

In Europa, i cambiamenti sia nelle tendenze evolutive che nella struttura dei costi di trasporto riflettono il rapido sviluppo dei veicoli elettrici (EV). Infatti, fino al 2035, la quota di EV nel parco auto aumenta linearmente dall'1% nel 2022 a quasi il 50%. Ciò comporta un forte aumento del CAPEX durante questa prima parte del periodo di simulazione (+43% nel periodo 2022-2035), i EV rimangono più costosi dei veicoli termici, mentre il numero totale di auto in circolazione rimane pressoché stabile (-4%). Dopo il 2035, e con il divieto europeo di vendita di veicoli con motore a combustione interna, il numero di auto termiche diminuisce, sostituite dai EV, che diventano quindi più competitivi. Lo sviluppo dei veicoli elettrici all'interno del parco auto comporta anche una significativa riduzione dei costi del carburante: si arriva al -61% nell'intero periodo di simulazione.

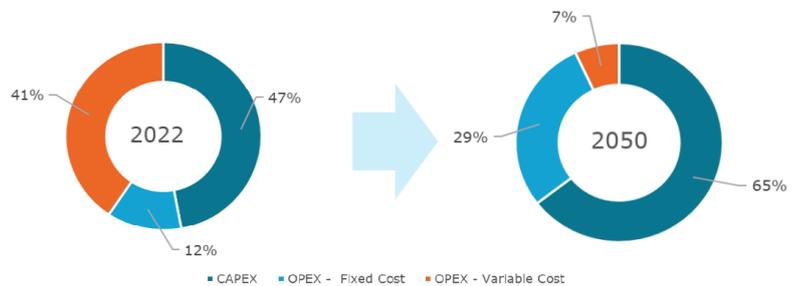
D'altro canto, in alcune regioni del mondo, come in Asia, le tendenze osservate sono molto diverse. Sebbene la struttura

Figura 4 - Costi di trasporto aggiuntivi in EnerBlue & EnerGreen vs. EnerBase - Mondo



Fonte: Enerdata

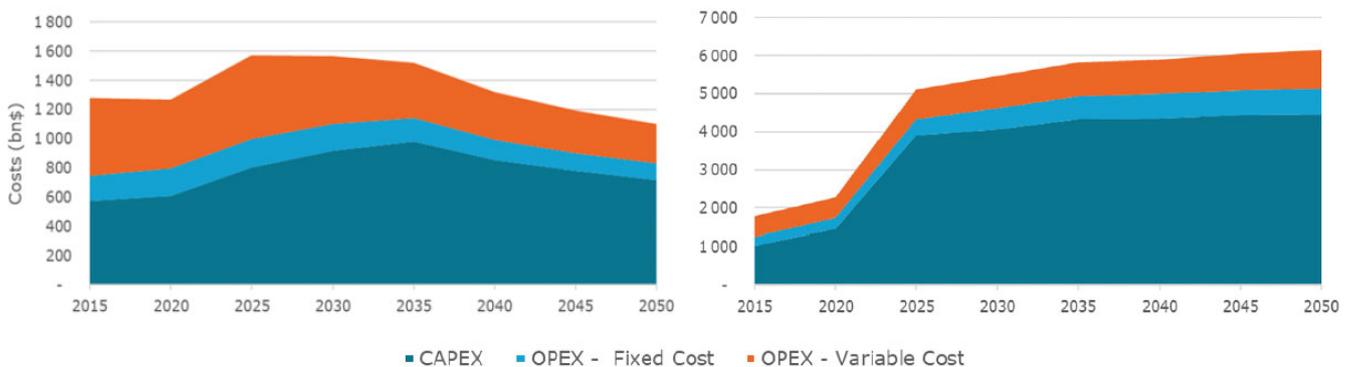
Figura 5 - Struttura dei costi del settore del trasporto su strada - EnerGreen



Fonte: Enerdata

dei costi diventi sempre più orientata al CAPEX durante il periodo di simulazione, i costi totali più che raddoppiano tra il 2022 e il 2050. Il crescente peso dell'Asia, e in particolare della Cina, nell'economia globale, combinato a questo importante aumento, è la ragione principale dell'aumento dei costi globali osserva-

Figura 6 - Costi del settore del trasporto su strada in Europa (sinistra) e Asia (destra) – EnerGreen



Fonte: Enerdata

- 1 - Analisi condotta su 32 paesi e aggregati in Europa
- 2 - Ulteriori informazioni sulla distribuzione di veicoli elettrici in Europa nel brief esecutivo di Enerdata "Distribuzione di veicoli elettrici: raggiungerà l'obiettivo previsto?" da aprile 2024. <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/electric-vehicles-trends.html>
- 3 - Misura proposta all'interno del pacchetto Fit for 55 e adottata dal Parlamento europeo a febbraio 2023.

to nel settore dei trasporti. Proprio come in Europa, il numero di veicoli elettrici in Asia aumenta considerevolmente (moltiplicandosi per quasi 30 nel periodo). La principale differenza tra le due regioni risiede nel fatto che, contrariamente all'Europa, in Asia continua

ad aumentare anche il numero di auto convenzionali fino al 2030. Nel 2050, le auto convenzionali rappresentano ancora oltre il 12% dello stock totale, che quasi triplica tra il 2022 e il 2050, spiegando quindi una parte importante dell'aumento dei costi.

Il settore energetico, le energie rinnovabili e gli investimenti

In questa sezione, i costi totali espressi per il settore della produzione di energia elettrica tengono conto esplicitamente degli investimenti in nuove capacità di produzione di energia elettrica, nonché dei costi di manutenzione e operativi di impianti di produzione nuovi ed esistenti. Non sono correlati ai costi che si verificano nelle reti di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, pertanto non sono inclusi nella presente analisi.

L'impatto delle energie rinnovabili sui costi del settore energetico

Le energie rinnovabili sono tra le tecnologie chiave per decarbonizzare l'economia, e in particolare il settore della produzione di energia.

Alla COP28, oltre 120 paesi si sono impegnati a triplicare la capacità globale di energia elettrica rinnovabile per raggiungere 11 TW entro il 2030.

Questo obiettivo è allineato con gli obiettivi dell'accordo di Parigi ed è coerente con i risultati dello scenario EnerGreen (v. *Figura 7*).

Gli sforzi attualmente annunciati dai paesi, contabilizzati nello scenario EnerBlue, non sono ancora sufficienti per raggiungere questo ambizioso obiettivo e portano a 8 TW nel 2030, quindi sono in ritardo di 3 TW rispetto all'obiettivo. Il divario tra EnerBlue ed EnerGreen continua ad aumentare entro il 2040 per raggiungere 6 TW di capacità rinnovabile, per poi rimanere stabile fino al 2050.

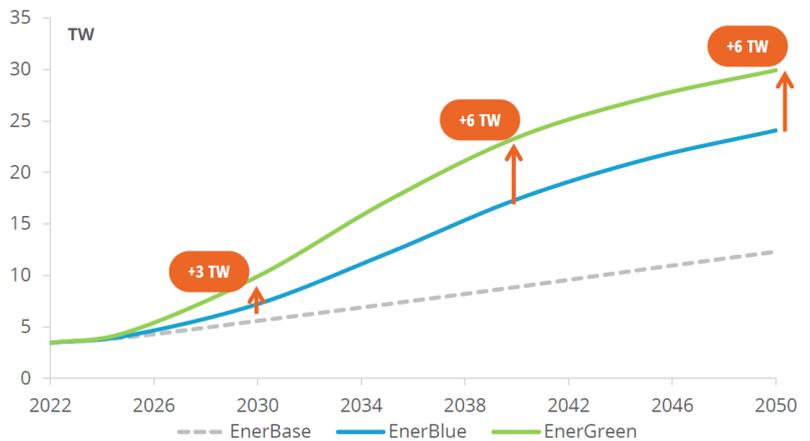
Le necessarie aggiunte di capacità di energia rinnovabile nello scenario EnerGreen, rispetto all'ambizione attualmente annunciata dai paesi in EnerBlue, richiederebbero significativi investimenti aggiuntivi nel breve termine fino al 2030, portando a un aumento dei costi totali del settore della generazione di elettricità, di circa il 20% in più nel 2030 in EnerGreen rispetto a EnerBlue, come mostrato nella *Figura 8*.

Tuttavia, gli investimenti aggiuntivi inizieranno a dare i loro frutti dopo il 2035, con i costi totali del settore energetico in calo in EnerGreen al di sotto del riferimento EnerBlue.

In altre parole, gli investimenti aggiuntivi consentiranno progressivamente risparmi sui costi sostenuti, che dovrebbero finire per compensare gli investimenti iniziali.

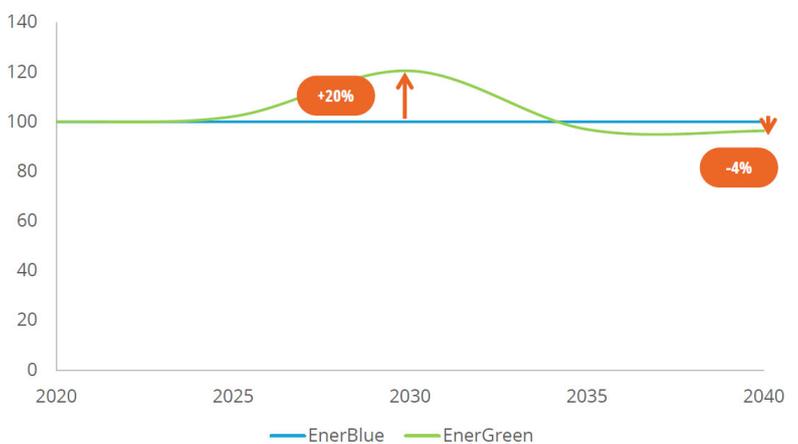
Di nuovo, questa conclusione è in gran parte spiegata dal grande cambiamento che si verifica nella struttura dei costi dei sistemi energetici. Infatti, le fonti di energia rinnovabile

Figura 7 - Capacità di energia elettrica rinnovabile – Mondo



Fonte: Enerdata

Figura 8 - Costi aggiuntivi nel settore energetico – Mondo – EnerGreen vs EnerBlue



Fonte: Enerdata

sono tecnologie CAPEX-intensive, rispetto alle centrali elettriche convenzionali, come le capacità a gas: presuppongono un investimento iniziale significativo, mentre in genere non richiedono di pagare alcun combustibile (ad eccezione delle centrali a biomassa).

Oggi, i costi del carburante rappresentano il 40% dei costi totali nel sistema di generazione di energia, e i costi fissi (CAPEX e costi fissi di funzionamento e manutenzione) il 55% (*Figura 9*). Nello scenario EnerGreen, in cui le energie rinnovabili dominano il sistema energetico entro il 2040, questo quadro si tra-

sforma rapidamente e il peso dei costi del carburante diminuisce fino all'8% nel 2040. D'altro canto, i costi fissi rappresentano il 91% del totale (64% solo per CAPEX).

Studio sull'impatto dei tassi più bassi di costo del capitale

Poiché le energie rinnovabili dipendono fortemente dal CAPEX e, allo stesso tempo, sono tecnologie altamente necessarie per decarbonizzare l'economia, ciò solleva la questione del costo del capitale per queste tecnologie. Infatti, se il quadro normativo ed economico per gli investimenti in queste tecnologie è favorevole, contribuendo quindi a ridurre il rischio associato, potremmo immaginare tassi più bassi di costo del capitale per le energie rinnovabili, il che ne aumenterebbe sostanzialmente la velocità del loro sviluppo.

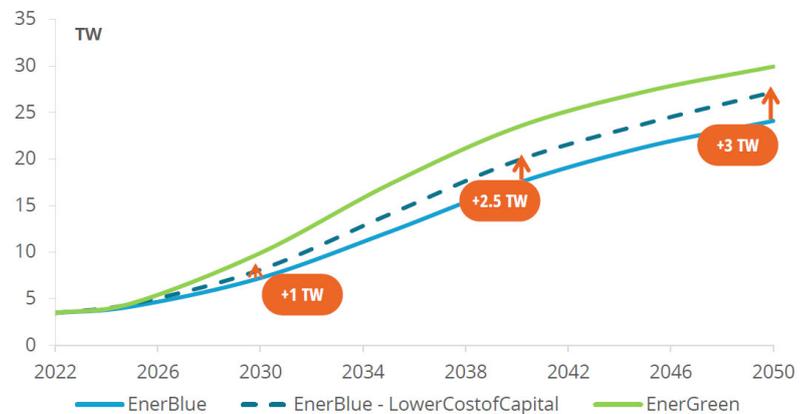
La *Figura 10* mostra i risultati di uno scenario basato su EnerBlue, con come unica differenza la riduzione del costo del capitale per le tecnologie di elettricità rinnovabile. Gli impatti sono significativi, con 1 TW extra nel 2030 e fino a 3 TW nel 2050 di capacità rinnovabile aggiuntiva a livello mondiale. Ciò corrisponde a circa la metà della differenza tra gli scenari EnerBlue ed EnerGreen. In altre parole, l'istituzione di un quadro normativo e politico con un rischio limitato per gli investimenti in energia rinnovabile potrebbe aiutare a raggiungere fino alla metà del

Figura 9 - Evoluzione della struttura dei costi del settore energetico in % – Mondo – EnerGreen



Fonte: Enerdata

Figura 10 - Impatto del minor costo del capitale sulla capacità di energia elettrica rinnovabile – Mondo



Fonte: Enerdata

divario tra l'ambizione attualmente annunciata e una traiettoria compatibile con l'accordo di Parigi.

Conclusione

La presente analisi esplora i costi sottostanti dei tre scenari EnerFuture a confronto tra energia e clima. I risultati mostrano una forte necessità di ulteriori investimenti a breve termine per avviare la transizione energetica. Tuttavia, questi investimenti aggiuntivi tenderebbero a compensare a lungo termine, con scenari climatici ambiziosi che si concluderebbero con costi di sistema totali inferiori dopo il 2040 rispetto a una traiettoria Business-as-usual. In effetti, le tecnologie di decarbonizzazione si basano generalmente in larga misura sull'investimento iniziale, ma consentono di ridurre i costi operativi, in particolare limitando la dipendenza dai combustibili fossili e i relativi costi associati.

L'implementazione di veicoli elettrici nel settore del trasporto su strada e di fonti di energia rinnovabili nel settore energetico sono due importanti fattori di svolta in tal senso. L'analisi sottolinea inoltre la necessità di un quadro favorevole per gli investimenti in tecnologie pulite, poiché limitare il costo del capitale per tali tecnologie ad alta intensità di CAPEX consentirebbe di accelerare significativamente la loro implementazione. Questo obiettivo potrebbe essere raggiunto attraverso lo sviluppo di strategie credibili e trasparenti a lungo termine a livello nazionale, supportate da adeguati strumenti politici che riducano il rischio per gli investitori nelle tecnologie di decarbonizzazione, come i Contratti per Differenza (CfD) per le energie rinnovabili.



What costs of the energy systems under an increasing climate ambition?



La lunga marcia della transizione energetica

di Vittorio D'Ermo

L'energia in Italia nel primo semestre: Fer in evidenza in un quadro di domanda in calo. Contributo fonti fossili al 78,2%. Trasformazione sistema energetico non ancora in linea con il PNIEC

Dopo le difficoltà del 2023, anche il 2024 si sta muovendo in un contesto complesso sul piano interno ed internazionale con una crescita del Pil che si sta attestando sull'1% con il settore dei servizi che fa da locomotiva, mentre l'industria ha perso il ruolo di comparto trainante.

In questo quadro la domanda di energia tende a discostarsi di poco dai livelli già molto contenuti dell'anno precedente, anche per effetto del processo di riduzione dell'intensità energetica e delle condizioni climatiche non particolarmente rigide.

Con particolare riferimento ai primi 6 mesi dell'anno si può stimare, sulla base delle frammentarie informazioni disponibili, che la disponibilità energetica lorda del paese sia in riduzione dello 0,3% rispetto allo stesso periodo del 2023 in un contesto di prezzi dell'energia ancora superiori a quelli precedenti la guerra tra Russia ed Ucraina.

Per quanto riguarda la copertura del fabbisogno energetico in fonti primarie, calcolato secondo la metodologia Eurostat, si evidenzia la continuazione del trend di riduzione del ruolo del gas naturale e dei combustibili solidi iniziato negli ultimi anni.

La domanda di petrolio, con il sostegno decisivo del settore trasporti, dove il processo di sostituzione con altre fonti è molto limitato, risulta in modesto aumento così come la quota sul totale delle fonti primarie che si è attestata al 45,5 % contro il 45% dello stesso periodo del 2023 ed al valore medio del 2023 pari al 43,2%.

Il petrolio si conferma ancora come prima fonte, contraddicendo le previsioni di un rapidissimo declino.

Il gas naturale registra una riduzione, per vari aspetti inattesa, che risente in primo luogo della limitata crescita economica e di un complesso di fattori che agiscono su tutti i principali segmenti di domanda: in particolare il settore domestico e dei servizi risente delle misure per l'aumento dell'efficienza, dell'effetto prezzo e del clima mite, sul settore industriale pesano la limitata espansione di molti settori ed in particolare la crisi di quelli energy intensive, l'effetto prezzo, e i guadagni di efficienza.

La drastica riduzione degli impieghi termoelettrici si ricollega, invece, al modesto aumento della richiesta di elettricità sulla rete, all'aumento delle importazioni dall'estero e soprattutto alla crescente disponibilità di fonti rinnovabili che trovano proprio nel settore elettrico il maggior spazio di espansione.

Complessivamente il peso del gas naturale nel primo semestre dell'anno si è attestato al 37,1% rispetto al 39,0%, del corrispondente periodo dell'anno precedente.

In forte flessione anche gli impieghi di combustibili solidi per effetto di una drastica riduzione dell'impiego per la produzione di energia elettrica e delle difficoltà dell'industria siderurgica; di conseguenza la quota del carbone è passata dal 3,5% al 2,2%.

Il peso delle fonti fossili nel primo semestre dell'anno, che comprende i mesi meno favorevoli per il fotovoltaico, si è quindi attestato al 78,2% rispetto all'81,1% dell'anno precedente.

L'apporto delle rinnovabili è in forte espansione ma ancora inferiore rispetto alle aspettative di una ancor più rapida crescita, confermate dalla nuova edizione del Pniec; in realtà, il difficile contesto economico continua a costituire un grosso ostacolo allo sviluppo accelerato di queste fonti in aggiunta ai problemi di tipo autorizzativo non del tutto rimossi.

Nonostante queste difficoltà il peso delle fonti rinnovabili nel periodo dell'anno più sfavorevole è passato dal 15,5% del primo semestre 2023 al 18,3% del primo semestre del 2024 ed al 19,8% dell'intero anno 2023 a sottolineare il cambiamento in atto.

Il peso percentuale delle importazioni di energia elettrica è aumentato al 3,4% andando a pesare sulla dipendenza energetica dall'estero in contrasto con gli obiettivi Pniec.

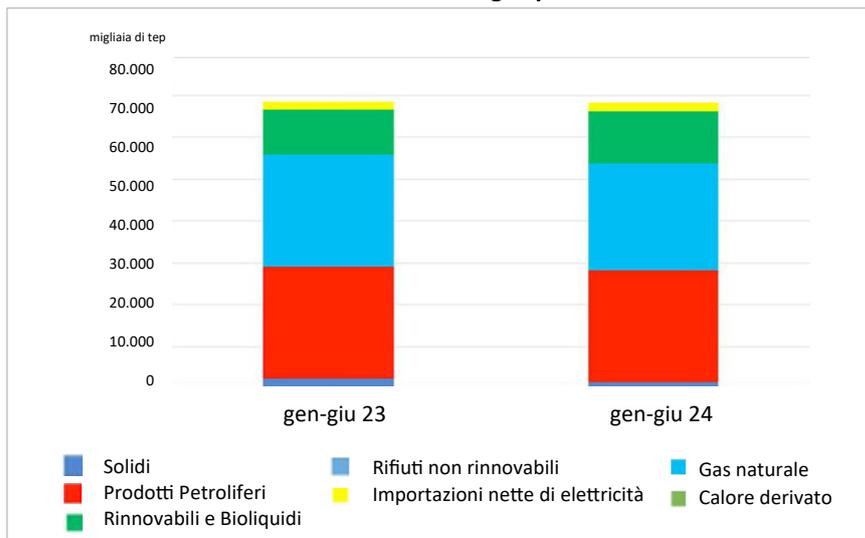
Una visione più precisa dell'espansione delle rinnovabili viene fornita dall'esame del solo settore elettrico dove l'impiego di queste fonti è aumentato a ritmi ben superiori a quelli dei settori di impiego finale.

In particolare sempre nel primo semestre 2024 le fonti rinnovabili hanno dato un contributo pari al 43,9% della richiesta mentre il contributo della termoelettrica tradizionale si è fermato al 38,3% e la quota delle importazioni nette è stata pari al 17,8%. Nel corrispondente semestre del 2023 le percentuali erano state rispettivamente 34,8 % e 47,7 % e 17,5 % per le importazioni.

L'elettricità grazie alla crescita della domanda nella misura dell'1,1% ha aumentato la sua penetrazione in tutti i settori di impiego finale, a partire dai servizi e degli usi domestici.

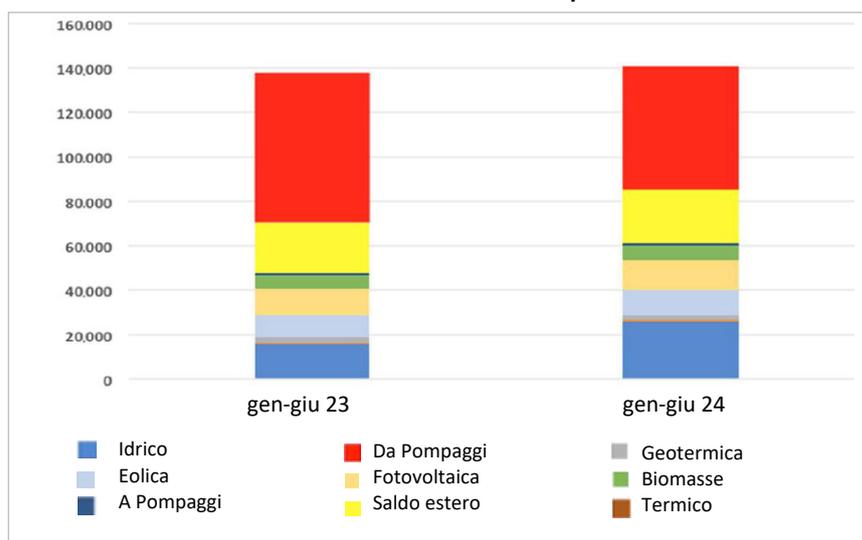
In conclusione, i segnali di trasformazione del sistema energetico italiano si vanno facendo sempre più evidenti ma i progressi non possono essere ancora considerati in linea con gli ambiziosi obiettivi del Pniec insidiati dalla bassa crescita economica e quindi dalla disponibilità di risorse necessarie per la completa trasformazione del sistema.

Italia - Consumi di energia per fonte



Fonte: elaborazioni su dati Mase, Snam e Terna

Italia - Produzione di elettricità per fonte



Fonte: elaborazioni su dati Terna

Ipotizzando che i segnali positivi emersi nel primo semestre si estendano ai restanti mesi, il quadro della domanda di energia potrebbe mostrare un modesto miglioramento rispetto all'anno precedente, confermando altresì i segnali di transizione in atto.

Il regolamento UE per ridurre le emissioni di metano sta cambiando i contratti di fornitura di gas e GNL



Il regolamento UE sul metano adottato a maggio sta iniziando a rimodellare i contratti di fornitura di gas naturale e GNL, affrontando la sfida nell'allineare acquirenti e venditori sulla metodologia di riduzione delle emissioni.

Il regolamento obbliga l'industria del gas fossile, del petrolio e del carbone in Europa a misurare, verificare e comunicare le proprie emissioni di metano secondo i più elevati standard di monitoraggio e a adottare misure per ridurle.

Poiché l'Europa importa gran parte dell'energia fossile che consuma, il regolamento contribuirà anche a ridurre le emissioni di metano provenienti dai combustibili fossili importati. Il regolamento introdurrà progressivamente requisiti più severi per garantire che tutti gli esportatori applichino gradualmente gli stessi obblighi di monitoraggio, comunicazione e verifica degli operatori dell'UE.

Le nuove norme prevedono che la Commissione si doti di uno strumento di monitoraggio delle emissioni globali di metano per fornire informazioni, basate su dati satellitari, sull'entità, la presenza e l'ubicazione di fonti ad alta emissione di metano all'interno o all'esterno dell'UE.

Dal 2030, Bruxelles implementerà un limite massimo di intensità di metano per le importazioni di gas e il mancato rispetto comporterà sanzioni finanziarie. Il regolamento prevede uno standard di importazione del gas "unico" a livello globale, guidato dagli acquirenti o dagli importatori e non dai paesi produttori.

Gli sforzi del mercato per affrontare il problema delle emissioni sono stati frenati dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022, quando l'attenzione si è spostata sulla sicurezza dell'approvvigionamento. La conformità sulla condivisione dei dati sulle emissioni di metano, che l'UE ha richiesto, dal pros-

simo anno, è tornata però sotto i riflettori quando il mercato si è stabilizzato.

L'adattamento di contratti esistenti o dei nuovi contratti per includere clausole sulle emissioni può essere fatto in due modi, o tramite clausole sugli obblighi di trasparenza delle emissioni (misurazione e verifica delle emissioni) o includendo direttamente la riduzione delle emissioni, quest'ultima essendo considerata come più impegnativa, in particolare per i contratti di fornitura a lungo termine, essendo molto più difficile incorporare compensazioni o riduzioni dirette delle emissioni nel quadro contrattuale a lungo termine.

Le clausole di trasparenza delle emissioni sono già state utilizzate nel settore GNL. I carichi forniti nell'ambito dei contratti di fornitura di Pavilion Energy con Chevron e Qatar Energy sono stati accompagnati da una dichiarazione delle emissioni di gas serra dall'impianto di estrazione al porto di scarico.

Secondo gli esperti, Bruxelles deve ancora chiarire alcuni dettagli critici nella legislazione secondaria (atti delegati e atti di esecuzione), tra cui la metodologia per il calcolo dell'intensità di metano e i valori massimi consentiti. La mancanza di dettagli delle nuove regole potrebbe rappresentare un potenziale ostacolo all'incorporazione della riduzione delle emissioni nei contratti di fornitura di gas o GNL.

Dato che i limiti di intensità di metano entreranno in vigore tra soli sei anni, il mercato non può aspettare, poiché sia i contratti attuali che quelli nuovi saranno influenzati dalle decisioni della politica.

I nuovi contratti, in particolare quelli che saranno firmati dopo l'entrata in vigore del regolamento, dovranno contenere una formulazione che stabilisca le conseguenze quando verranno definiti i limiti di intensità.

Acquirenti e venditori potrebbero prima incorporare le disposizioni di riduzione delle emissioni in accordi di fornitura a breve termine, che potrebbero poi essere utilizzati come modello per gli accordi a lungo termine.

Il mercato sta già spingendo per includere le disposizioni sulle emissioni nei contratti a lungo termine, data la regolamentazione più severa ed il crescente controllo da parte di vari stakeholder, per una migliore gestione del rischio per tutte le aziende.

Mentre l'Europa ha lanciato il guanto di sfida con la sua regolamentazione del metano, l'attenzione sulle emissioni sta crescendo anche in Asia. Giappone, Corea del Sud e altri paesi si muovono più lentamente, ma le agenzie governative si stanno già impegnando.

Per quel che riguarda il GNL la mancanza di trasparenza sui crediti di carbonio necessari per compensare le emissioni di anidride carbonica dai carichi ha probabilmente ostacolato l'evoluzione del commercio a zero emissioni di carbonio.

La compensazione delle emissioni di carbonio deve rimanere una caratteristica del mercato, il settore dovrebbe affrontare direttamente le emissioni, date le grandi quantità di GNL che richiederebbero tali compensazioni, riducendo le perdite ed il consumo di CO₂ negli impianti di liquefazione.

Gli accordi di fornitura di GNL a zero emissioni di carbonio dovrebbero diventare la norma e fungere da ponte verso la riduzione completa delle emissioni di carbonio lungo la catena del valore. L'accumulo di dati sulle emissioni di metano lungo l'intera catena del valore, come richiesto dalle normative UE, e l'adozione di uno standard sulle emissioni indipendente ampiamente riconosciuto contribuiranno a promuovere l'inclusione di clausole di riduzione delle emissioni nei contratti.

Una sfida fondamentale è sviluppare una metodologia ampiamente riconosciuta con dati affidabili e, idealmente, verificati in modo indipendente, sull'intensità delle emissioni, però non c'è ancora uno standard di settore.

Più dati aiuteranno a stabilire le linee di base sulle emissioni, che aiuteranno il mercato a incorporare nei contratti di fornitura le clausole di riduzione delle emissioni.





Un metodo che apre la strada ai veicoli a celle a combustibile a idrogeno

Ai veicoli pesanti alimentati a celle a combustibile a idrogeno, per essere un'alternativa ai veicoli con motore a combustione interna servono celle a combustibile più efficienti e durature. I ricercatori della Chalmers University of Technology (Svezia), hanno sviluppato un metodo innovativo per studiare e comprendere come le parti delle celle a combustibile si degradano nel tempo, realizzando un passo importante verso il miglioramento delle prestazioni delle celle a combustibile.

L'idrogeno è un carburante alternativo che sta diventando sempre più interessante per i veicoli pesanti. I veicoli alimentati a idrogeno emettono solo vapore acqueo come scarico e, se l'idrogeno viene prodotto utilizzando energia rinnovabile, è completamente privo di emissioni di anidride carbonica.

A differenza dei veicoli elettrici alimentati a batteria, i veicoli alimentati a idrogeno non devono gravare sulla rete elettrica, poiché l'idrogeno può essere prodotto e immagazzinato quando l'elettricità è in eccesso e costa poco. Per alcuni veicoli alimentati a idrogeno, la propulsione proviene da una cella a combustibile. Tuttavia, i veicoli alimentati a celle a combustibile a idrogeno hanno una durata di vita relativamente breve, perché i componenti delle celle a combustibile, come elettrodi e membrane, si degradano nel tempo.

Il nucleo di una cella a combustibile è costituito da tre strati attivi, due elettrodi, rispettivamente anodo e catodo, con una membrana conduttrice di ioni al centro. Ogni singola cella fornisce una tensione di circa 1 volt. Gli elettrodi contengono materiale catalizzatore, a cui vengono aggiunti idrogeno e ossigeno. Il processo elettrochimico risultante genera acqua pulita ed elettricità che può essere utilizzata per alimentare un veicolo.

Lo studio recente sviluppato dai ricercatori della Chalmers University of Technology affrontato il problema dell'invecchiamento delle celle a combustibile e ha trovato un nuovo metodo per

studiare le cause individuando una particella specifica nella cella durante l'uso.

Il team ha studiato un'intera cella a combustibile smontandola a intervalli regolari. Utilizzando microscopi elettronici avanzati, sono stati in grado di vedere come l'elettrodo catodico si degrada in aree specifiche durante i cicli di utilizzo.

I ricercatori sono stati in grado di esplorare come il materiale nella cella a combustibile si degrada sia a livello nano che micro e di individuare esattamente quando e dove avviene la degradazione.

Ciò fornisce informazioni preziose per lo sviluppo di celle a combustibile nuove e migliorate, con una durata maggiore.

Essere in grado di seguire una singola particella determinata all'interno di un'area specifica ha fornito una comprensione molto migliore dei processi di degradazione. Una maggiore conoscenza di questi processi rappresenta un passo importante sulla strada per la progettazione di nuovi materiali o per regolare il controllo della cella a combustibile.

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha sottolineato che i veicoli a idrogeno potranno raggiungere un successo commerciale solo con una maggiore durata delle celle a combustibile. Un camion deve essere in grado di resistere a 20.000-30.000 ore di guida nel corso della sua vita, cosa che un veicolo a idrogeno alimentato a celle a combustibile oggi non lo può fare.

Lo studio dell'Università di Chalmers ha gettato le basi per sviluppare celle a combustibile migliori. Ora si sa di più sui processi di degradazione nella cella a combustibile e in quale punto della sua vita si verificano. In futuro, il metodo verrà utilizzato per sviluppare e studiare nuove tecnologie che possono dare alla cella a combustibile una durata maggiore.

AIEE

ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA



AIEE 2024 Padua

28-30 November 2024

IAEE

International Association for
ENERGY ECONOMICS



in cooperation with

with the patronage



8th AIEE Energy Symposium

Current and Future Challenges to Energy Security



The Conference aims at providing a forum for an analysis of the new developments and a new vision of the future framework for energy security and will try to define the energy priorities for the next years and the action to be taken.

Call for Abstracts extended to September 16, 2024

www.aieesymposium.eu

- ◆ Access to energy
- ◆ Green innovation, biofuels and bioenergy
- ◆ Hydrogen for the energy transition
- ◆ Behavioral energy economics
- ◆ Energy and climate change mitigation and adaptation
- ◆ Europe energy road map to 2050
- ◆ Energy performance in buildings
- ◆ Emissions trading schemes, promoting energy efficiency
- ◆ Energy and emission modelling
- ◆ Disruptive business models in energy sector
- ◆ Carbon border adjustment measures
- ◆ Energy security for a more resilient society
- ◆ Energy supply and security
- ◆ Strategic contribution of energy storage to energy security
- ◆ Energy storage and electrification— effects on the market
- ◆ Energy security and the new technologies in energy transition
- ◆ Security risks in the electricity sector
- ◆ European perspectives of energy security in the global context
- ◆ Energy vulnerability in developed countries
- ◆ Energy transition funds
- ◆ Sectorial approach to energy efficiency in industry
- ◆ Energy and industrial competitiveness
- ◆ Renewable energy sources and industries
- ◆ Regulation of energy network industries
- ◆ Regulation and taxation of energy markets
- ◆ Technologies and economic growth towards a zero emission society
- ◆ Extending the scope of European energy regulation
- ◆ Blockchain experiments and regulation
- ◆ Electricity demand response, self-consumption, electricity tariffs and smart meters
- ◆ Local energy communities, big data and energy security
- ◆ Sustainable energy systems
- ◆ Smart grids, Microgrids and energy security
- ◆ Real-time tariffs
- ◆ The utility of the future
- ◆ Electric mobility for a sustainable future
- ◆ Economics oil and gas markets, developments in LNG markets
- ◆ The changing geopolitics of energy and global governance
- ◆ Nuclear energy markets
- ◆ Political uncertainty and industry choices
- ◆ Extending the scope of European energy regulation
- ◆ Market instruments for energy efficiency
- ◆ The TSO role and evolution

contact: 0039-06-3227367 - aiee@aieesymposium.eu - assaiee@aiee.it



GAS NATURALE

Høegh LNG firma un accordo per l'implementazione di un FSRU da 4 miliardi di metri cubi/anno in Egitto

La società norvegese Høegh LNG Holdings, l'Australian Industrial Energy (AIE) e la Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) hanno firmato un accordo per l'implementazione dell'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) "Hoegh Galleon" per sostenere la sicurezza energetica in Egitto. La FSRU da 170.000 m³ sarà posizionata ad Ain Sokhna, nel Golfo di Suez per un periodo stimato di 19-20 mesi tra giugno 2024 e febbraio 2026.

Successivamente, la FSRU lascerà l'Egitto per spostarsi al terminale GNL dell'AIE attualmente in costruzione a Port Kembla (Australia), dove dovrebbe rimanere per 15 anni. Sarà in grado di rigassificare 4 miliardi di metri cubi/anno di GNL.

Nel 2022, il gas naturale rappresentava il 51% del consumo di energia primaria dell'Egitto e il 78% del mix energetico. Nello stesso anno, l'Egitto ha esportato 9,5 miliardi di metri cubi di gas e ne ha importato 4,8 miliardi di metri cubi, principalmente da Israele (38%) e Stati Uniti (22%). Il Paese è stato un importatore netto tra il 2015 e il 2018, raggiungendo un picco di 8 miliardi di metri cubi nel 2016, in seguito alla messa in servizio di due unità di rigassificazione di GNL ad Ain Sokhna che sono state fermate nel 2018.

L'Iraq firma un accordo per aumentare la produzione del giacimento di gas di Akkas a 4,1 miliardi di metri cubi/anno entro il 2028

Il Ministero del Petrolio iracheno ha firmato un contratto con la società ucraina Ukrzemresurs per lo sviluppo del giacimento di gas di Akkas nell'Iraq occidentale.

Ukrzemresurs aumenterà la produzione del giacimento di gas di Akkas dagli attuali 620 milioni di metri cubi/anno a 1 miliardo di metri cubi/anno entro il 2025 o 2026, e a 4,1 miliardi di metri cubi/anno entro il 2028.

Il giacimento di gas di Akkas, scoperto nel 1992, ha 159 miliardi di metri cubi di depositi confermati di gas naturale. L'Iraq ha prodotto quasi 9,9 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2022 (+2,8%). Le riserve accertate di gas del paese ammontavano a 3.714 miliardi di metri cubi (2022).



Germania: DET completa la struttura operativa del terminale FSRU da 4 miliardi di mc/anno



L'operatore statale tedesco Deutsche Energy Terminal (DET) ha annunciato il completamento della struttura operativa della sua unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) per il terminale GNL di Wilhelmshaven 2, situato nel nord della Germania. Dopo la conclusione di una gara d'appalto pubblica, la società lituana KN Energies è stata incaricata delle attività tecniche di funzionamento e manutenzione del terminal a partire dall'inizio di maggio 2024. Il nuovo molo del terminal è ancora in costruzione, situato a circa 1,5 km nell'offshore di Wilhelmshaven e la messa in servizio è prevista nella seconda metà del 2024. La FSRU dovrebbe avere una capacità di circa 4 miliardi di metri cubi/anno (capacità di rigassificazione massima di 5,1 miliardi di metri cubi/anno).

DET attualmente gestisce altri tre terminali di importazione di GNL basati sull'FSRU in Germania, due operativi (il terminale GNL di Wilhelmshaven 1 con l'"Hoegh Esperanza" da 170.000 metri cubi e il terminale GNL di Brunsbüttel in cui è presente l'"Hoegh Gannet" da 170.000 metri cubi) e lo Stade Struttura basata su FSRU con struttura basata su Stade FSRU, che deve ancora ricevere un carico per la messa in servizio.

La Germania dispone di terminali GNL a Wilhelmshaven, Lumbin, Brunsbüttel e a Mukran, che ha ricevuto la sua prima FSRU, "Energos Power", nel febbraio 2024. Nel 2023, i terminali GNL rappresentavano circa il 7% del totale delle importazioni tedesche di gas.

La società turca BOTAS firma un accordo di fornitura di GNL con ExxonMobil

La società di gas turca BOTAŞ ha firmato un accordo commerciale di GNL con la ExxonMobil. In base all'accordo, la Turchia prevede di ricevere fino a 2,5 Mt/anno di GNL per un periodo di 10 anni. BOTAŞ non ha rivelato la fonte e la data di inizio delle forniture. Nell'aprile 2024, BOTAŞ ha anche firmato un accordo di vendita e acquisto (SPA) di 10 anni con il produttore statale dell'Oman Oman LNG. Secondo i termini dell'accordo, Oman LNG fornirà a BOTAŞ 1 Mt/anno di GNL, a partire dal 2025. In precedenza, BOTAŞ e il produttore algerino di GNL, Sonatrach, avevano esteso il loro accordo di fornitura di GNL per altri tre anni. L'azienda statale turca continuerà quindi ad acquistare 3,2 Mt/anno di GNL da Sonatrach fino al 2027.

La tedesca Uniper rescinde i suoi contratti di fornitura di gas russo con Gazprom

L'azienda tedesca Uniper ha annunciato la risoluzione ufficiale dei suoi contratti di fornitura di gas a lungo termine con la società statale russa Gazprom. Questo annuncio arriva dopo che un tribunale arbitrale ha riconosciuto a Uniper il diritto di risolvere i contratti e le ha riconosciuto un importo di oltre 13 miliardi di euro a titolo di risarcimento per i volumi di gas non forniti da Gazprom Export dalla metà del 2022.

Sebbene da giugno 2022 siano stati consegnati solo volumi limitati di gas e dalla fine di agosto 2022 nessun volume di gas, i contratti a lungo termine di fornitura di gas tra le due società, che ammontavano a 250 TWh di gas, erano ancora legalmente in vigore e i singoli contratti avrebbe continuato ad esistere fino alla metà degli anni '30.

La Gazprom vede la sua produzione di gas diminuire del 13% nel 2023 a 359 miliardi di metri cubi

La compagnia russa di petrolio e gas Gazprom ha pubblicato il suo rapporto annuale per il 2023, in cui il gruppo registra un calo del 13% nella produzione di gas naturale. Gazprom ha prodotto 359 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2023, rispetto a quasi 413 miliardi di metri cubi nel 2022 (e 515 miliardi di metri cubi nel 2021).

Tuttavia, la produzione di petrolio e gas della società in Russia è aumentata lo scorso anno del 6,6% a 72,38 Mtep. Il gruppo Gazprom ha annunciato all'inizio del 2024 di aver registrato una perdita netta di 7 miliardi di dollari nel 2023, la prima perdita annuale dal 1999, a causa della riduzione del commercio di gas con l'Europa.

La domanda di gas naturale nell'UE è diminuita nel 2022-2023

La domanda di gas naturale dell'UE è in calo da due anni consecutivi, registrando un calo di oltre il 13% nel 2022 e un altro calo del 7,4% nel 2023. I maggiori consumatori di gas naturale nell'UE hanno ridotto la loro domanda nel 2023, con un consumo di gas in diminuzione del 3,8% in Germania, del 10% in Italia e del 12% in Francia.

In 21 dei 27 paesi dell'UE, la domanda è diminuita; sono stati registrati aumenti solo in Finlandia (+26%), Svezia (+11%), Polonia (+5,3%), Malta (+4,5%), Danimarca (+1,1%) e Croazia (+0,8%). Si stima che le misure delineate nel Regolamento UE 2022/1369 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas come parte del piano REPowerEU per porre fine alla dipendenza dell'UE dai combustibili fossili russi, abbiano influenzato la domanda di gas naturale dell'Unione, la crisi energetica in corso e l'aumento dei prezzi dell'energia.

Nel luglio 2022, il Consiglio dell'UE ha adottato un regolamento sulla riduzione volontaria della domanda di gas naturale del 15% come risposta urgente alla crisi energetica causata dall'aggressione militare della Russia all'Ucraina. La misura è stata prorogata fino al 31 marzo 2025. Grazie a queste misure, nel 2023 l'UE è riuscita a eliminare gradualmente circa 65 miliardi di metri cubi di gas russo.

I prezzi del gas domestico in Francia aumenteranno dell'11,7% a partire da luglio 2024

La Commissione di Régulation de l'Énergie (CRE) francese ha annunciato che i prezzi di riferimento del gas francese per le famiglie saliranno a una media di 129,2 €/MWh a partire da luglio 2024, con un aumento dell'11,7% rispetto ai livelli precedenti. Nonostante il nuovo prezzo rappresenti un aumento di 13,5 €/MWh rispetto al mese di giugno, rimane inferiore di 4,7 €/MWh rispetto al prezzo medio di gennaio 2024 (-3,5%).

Secondo la CRE, le nuove tariffe per le reti di distribuzione hanno contribuito per il 55% all'aumento, mentre un ruolo significativo ha giocato anche l'aumento dei prezzi sui mercati all'ingrosso del gas, pari al 37% dell'aumento.

Secondo GRTgaz, l'operatore francese del sistema di trasporto del gas (TSO), il consumo di gas in Francia è diminuito dell'11,4% nel 2023, riflettendo nuovi comportamenti in termini di utilizzo e conservazione del gas. Nel 2022, il consumo di gas in Francia era già diminuito del 9%.

Germania: HEH avvia la costruzione del terminale GNL di Stade da 13,3 miliardi di metri cubi/anno



La società tedesca Hanseatic Energy Hub (HEH) ha annunciato l'inizio della costruzione del terminale di importazione GNL di Stade da 13,3 miliardi di metri cubi/anno, situato nella Germania nord-occidentale. Il completamento del terminale, che sarà il primo terminale terrestre di GNL del paese, è previsto per il 2027. Nella realizzazione del progetto sarà investito circa 1 miliardo di euro. HEH ha preso la decisione finale sull'investimento per il progetto nel marzo 2024. Una volta che il terminale terrestre HEH entrerà in servizio, l'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) "Energos Force" noleggiata dal governo federale tedesco salperà da Stade. Il terminale GNL galleggiante da 5 miliardi di metri cubi/anno, operativo da marzo 2024, continuerà a garantire l'approvvigionamento di gas nel breve termine fino al completamento del terminale terrestre.

La Germania dispone di terminali GNL a Wilhelmshaven, Lubmin, Brunsbüttel e a Mukran. Nel 2023, i terminali GNL rappresentavano circa il 7% del totale delle importazioni tedesche di gas.

La produzione di gas in Turchia è più che raddoppiata nel 2023 e le importazioni sono diminuite di quasi l'8%

Secondo l'Autorità di regolamentazione del mercato energetico della Turchia (EPDK), la produzione di gas naturale del paese è più che raddoppiata (+112,55%) nel 2023 fino a quasi 810 milioni di metri cubi.

La maggior parte del gas prodotto nel 2023 proveniva dal giacimento di Sakarya, al largo della provincia nord-occidentale di Zonguldak, che Türkiye ha iniziato a sfruttare l'anno scorso. Si ritiene che il giacimento di Sakarya contenga 710 miliardi di metri cubi di gas.

Alla fine del 2023, le riserve di gas della Turchia erano stimate a 1.653 miliardi di metri cubi (6 miliardi di metri cubi per le riserve certe). Prima di salire nel 2023, la produzione di gas del Paese è diminuita negli anni precedenti, da 474 milioni di metri cubi nel 2019 a 380 milioni di metri cubi nel 2022.

La Turchia importa ancora la maggior parte della sua fornitura di gas, però le sue importazioni sono diminuite del 7,6% nel 2023 a circa 50,5 miliardi di metri cubi (rispetto ai 54,6 miliardi di metri cubi nel 2022).

Di questo volume, il 71,7% è arrivato tramite gasdotti, mentre il 28,3% è stato acquistato come GNL.

Il 66,4% delle importazioni è stato effettuato con licenze di importazione a lungo termine e il 33,6% è stato acquistato tramite mercati spot. La Russia è rimasta il principale fornitore di gas della Turchia con una quota del 42% (21,3 miliardi di metri cubi), seguita dall'Azerbaijan con il 20%, dall'Algeria con il 12%, dall'Iran con l'11% e dagli Stati Uniti con quasi l'8%. Delle importazioni totali, il 90,5% è stato realizzato dall'operatore statale di gasdotti BOTAŞ.

Arabia Saudita: Aramco assegna contratti del valore di 25 miliardi di dollari per lo sviluppo del gas

Saudi Aramco ha assegnato contratti per un totale di 25 miliardi di dollari per espandere la propria produzione di gas naturale. Questi contratti riguardano progetti chiave nel giacimento di gas non convenzionale di Jafurah e mirano a rafforzare le capacità produttive per raggiungere gli obiettivi nazionali.

La seconda fase dello sviluppo di Jafurah ha ricevuto sedici contratti per un valore di 12,4 miliardi di dollari. Si stima che il giacimento contenga 6.480 miliardi di mc di gas grezzo e 75 miliardi di barili di condensato. Sono stati firmati per la fase tre dell'espansione del sistema principale del gas della società, quindici contratti, del valore di 8,8 miliardi di dollari.

Sono stati inoltre assegnati altri 23 contratti per un valore di 2,4 miliardi di dollari per 23 impianti di gasdotti, insieme a due contratti di trivellazione direzionale per un valore di 612 milioni di dollari.

I contratti riguardano la costruzione di impianti di compressione del gas e relativi gasdotti, e l'espansione dell'impianto di gas di Jafurah. Includono anche la costruzione di nuovi impianti di frazionamento di gas naturale liquido da Riyas a Jubail, con treni di frazionamento, stoccaggio e servizi di esportazione per trattare il GNL ricevuto da Jafurah.

La Bulgaria costruirà un corridoio del gas nord-sud per collegare il gasdotto meridionale all'Europa centrale



L'operatore statale bulgaro del sistema di trasporto del gas Bulgartransgaz ha firmato contratti per un valore di 248 milioni di euro con due consorzi bulgaro-statunitensi per la costruzione di un nuovo corridoio del gas sull'asse sud-nord del paese. I nuovi gasdotti che si estenderanno tra Kulata e Kresna e tra Rupcha e Vetrino collegheranno il gasdotto meridionale tra Grecia e Bulgaria (IGB) con la Romania, l'Europa centrale e l'Ucraina.

Il progetto fa parte di un'iniziativa congiunta tra Bulgaria, Grecia, Romania, Ungheria, Slovacchia, Moldavia e Ucraina.

La costruzione del gasdotto dovrebbe essere completata entro la fine del 2025. Verrà poi rifornito dal terminale GNL nel porto greco di Alessandropoli.

Ciò è di particolare importanza a causa della prospettiva di sospendere il transito del gas russo attraverso l'Ucraina nel 2025. Infatti, l'Ucraina ha annunciato che non estenderà l'accordo quinquennale con la russa Gazprom sul transito del gas russo verso l'Europa una volta scaduto.



Si stima che il giacimento di gas non convenzionale di Jafurah contenga oltre 6.480 miliardi di metri cubi di gas grezzo e 75 Gbl di condensato. Aramco prevede che gli investimenti complessivi nel ciclo di vita di Jafurah supereranno i 100 miliardi di dollari e che la produzione raggiungerà un tasso di vendita sostenibile del gas di 57 milioni di metri cubi/giorno entro il 2030, oltre a volumi significativi di etano, NGL e condensato.

L'Iran costruirà un gasdotto di 125 km in Turkmenistan per espandere la fornitura di gas



Il Ministero degli Affari Esteri del Turkmenistan ha annunciato che le società iraniane costruiranno un gasdotto lungo 125 km in Turkmenistan per espandere la fornitura di gas turkmeno all'Iran. Il progetto del gasdotto, il cui percorso esatto non è stato ancora rivelato, prevede anche la costruzione di 3 stazioni di compressione.

I due paesi hanno inoltre firmato un contratto per la fornitura di 10 miliardi di metri cubi/anno di gas turkmeno che l'Iran spedirà poi all'Iraq. Inoltre, il Turkmenistan ha annunciato l'obiettivo di aumentare il volume del gas turkmeno fornito all'Iran portandolo a 40 miliardi di metri cubi/anno.

Attualmente, due gasdotti collegano i due paesi: il gasdotto Dovletabad - Serakhs - Khangeran da 12,5 miliardi di metri cubi/anno e il gasdotto Korpeje - Kurt-Kui da 8 miliardi di metri cubi/anno.



PETROLIO

La NSTA assegna 31 nuove licenze offshore per estrarre petrolio e gas nel Mare del Nord del Regno Unito

La North Sea Transition Authority (NSTA) del Regno Unito ha annunciato l'assegnazione di 31 nuove licenze alle aziende di esplorazione di petrolio e gas nel Mare del Nord. L'ultima tranche comprende 31 licenze, 29 nuove e due fusioni, mentre un piccolo numero di domande rimanenti è ancora allo studio. Diverse licenze aggiuntive potrebbero essere offerte in un secondo momento. Questo 33° round ha attirato 115 offerte in totale da 76 aziende in 257 blocchi e blocchi parziali, risultando in 82 offerte a 50 aziende. Si prevede che le licenze offerte nel round aggiungeranno circa 545 Mboe entro il 2050 e 600 Mboe fino al 2060.

Questo ciclo di licenze è stato aperto nell'ottobre 2022, offrendo superfici nel Mare del Nord (ovest delle Shetland, Mare del Nord settentrionale, Mare del Nord centrale, Mare del Nord meridionale e Mare d'Irlanda orientale), comprese quattro aree prioritarie con idrocarburi. Il primo lotto di 27 premi è stato assegnato nell'ottobre 2023, seguito da un secondo lotto di 24 licenze nel gennaio 2024.

Germania: al terminale GNL di Mukran è arrivata una seconda FSRU da 13,5 miliardi di metri cubi/anno

La società tedesca Deutsche ReGas ha annunciato l'arrivo della seconda unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) presso il suo terminale di importazione di GNL da 13,5 miliardi di metri cubi/anno, situato nel porto di Mukran, sull'isola di Rügen, in Germania.

La FSRU Neptune, costruita nel 2009 e con una capacità di 145.000 m³, è di proprietà al 50% di Hoegh LNG e sub-noleggiata da Deutsche ReGas da TotalEnergies. Nel maggio 2024, l'unità ha lasciato il porto industriale tedesco di Lubmin, dove serviva il terminal Lubmin. Il terminale dispone di un'altra FSRU, la Energos Power FSRU da 174.000 m³, arrivata a Mukran nel febbraio 2024.

Una volta operativo, un totale di 13,5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale dovrebbero essere immessi nella rete tedesca di gasdotti a lunga percorrenza di 50 km attraverso il terminale energetico di Mukran, mentre il paese cerca di ridurre la sua forte dipendenza dal gas russo. La Germania ha terminali GNL a Wilhelmshaven, Lubmin, Brunsbüttel e Stade. Nel 2023, i terminali GNL rappresentavano circa il 7% del totale delle importazioni di gas tedesche.



L'Iraq lancia un asta per il rilascio di licenze di produzione petrolifera e gas: vincono in maggioranza le aziende cinesi

Il Ministero del Petrolio iracheno ha lanciato nuove tornate di assegnazione di licenze per petrolio e gas per 29 giacimenti e blocchi esplorativi nelle regioni centrali, meridionali e occidentali dell'Iraq.

La produzione di gas prevista è stimata in circa 8,3 miliardi di metri cubi/anno. Il ministero del Petrolio ha assegnato finora 12 progetti, di cui cinque a società cinesi e due alla società curda irachena KAR Group.

Tra i premi specifici, la cinese CNOOC ha vinto una gara per sviluppare per l'esplorazione petrolifera il Blocco 7 iracheno, che si estende attraverso le province centrali e meridionali di Diwaniya, Babil, Najaf, Wasit e Muthanna. ZhenHua, Anton Oilfield Services e Sinopec hanno vinto gare d'appalto per lo sviluppo rispettivamente del giacimento petrolifero di Abu Khaymah a Muthanna, del giacimento di Abu Al-Zafria a Wasit e del giacimento di Sumer a Muthanna. La cinese Geo-Jade ha vinto una gara per sviluppare il giacimento iracheno di Jabal Sanam per l'esplorazione petrolifera nella provincia di Bassora.

L'Iraq sceglie il CNCEC cinese per costruire la raffineria Al-Faw a Bassora

Il governo iracheno ha firmato un accordo con Hualu Engineering, una filiale della China National Chemical Engineering Company (CNCEC), per lo sviluppo della raffineria di Al-Faw da 300 kb/g che sarà costruita nel governatorato di Bassora, nel sud dell'Iraq. Inoltre, il progetto Al-Faw prevede la costruzione di un complesso petrolchimico con una capacità di 3 Mt/anno e di una centrale elettrica da 2 GW.

Le aziende cinesi sono state gli unici attori stranieri ad aggiudicarsi gare d'appalto nel round di licenze per l'esplorazione di idrocarburi in Iraq, svoltosi all'inizio di maggio 2024, vincendo le gare per 10 giacimenti di petrolio e gas.

L'espansione dell'oleodotto canadese Trans Mountain da 890 kb/g inizia a funzionare



Il Canada Energy Regulator (CER) ha concesso i permessi finali per il progetto di espansione del gasdotto Trans Mountain, consentendogli di avviare le operazioni commerciali. L'espansione da 34 miliardi di CAD (25 miliardi di dollari USA) comprende 988 chilometri di nuove condutture, 193 chilometri di condutture riattivate, 12 nuove stazioni di pompaggio, 19 nuovi serbatoi di stoccaggio e tre nuovi attracchi al Westridge Marine Terminal di Burnaby. Complessivamente, l'oleodotto Trans Mountain è ora in grado di trasportare petrolio greggio, consentendo alla compagnia di caricare carichi da tutti e tre gli ormeggi, quasi triplicando il flusso di greggio dall'Alberta alla costa canadese del Pacifico fino a 890 kb/g, aumentando sostanzialmente la capacità di esportazione di petrolio del paese. Con l'inizio delle operazioni dal 1° maggio 2024, le navi cisterna dovrebbero essere in grado di caricare al Westridge Marine Terminal nel porto di Vancouver entro metà maggio, con l'obiettivo di trasformare l'accesso ai mercati globali per i produttori del paese e di contribuire a ridurre lo sconto sul greggio pesante canadese di riferimento.

Il gasdotto Trans Mountain (300 kb/g) è stato creato nel 1953 per creare un approvvigionamento energetico affidabile per il Canada e gli Stati Uniti. L'espansione è stata proposta per la prima volta nel 2012, con l'acquisto da parte del governo canadese nel 2018 per garantire lo sviluppo del progetto nonostante l'opposizione. I ritardi normativi e i costi lievitati fino a oltre quattro volte il budget originale del progetto hanno prolungato i tempi di costruzione a quasi 12 anni.

La Russia estende le misure di ritorsione contro il tetto massimo del prezzo del petrolio occidentale fino alla fine del 2024

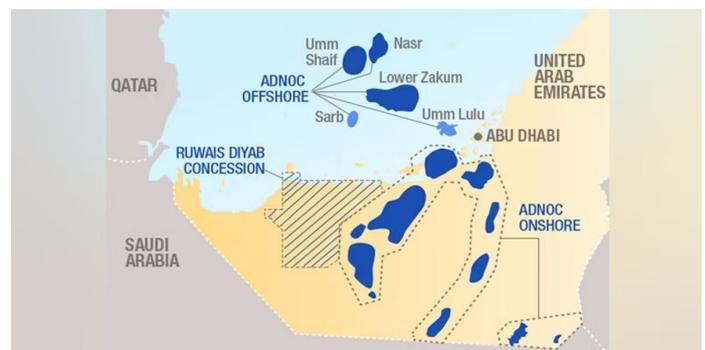
Con un decreto il governo russo ha esteso fino alla fine del 2024 le misure di ritorsione contro il tetto massimo del prezzo del petrolio imposto dai paesi occidentali. In precedenza il decreto era stato promulgato fino al 30 giugno 2024.

In base al tetto massimo imposto dai paesi occidentali nel dicembre 2022, i commercianti di petrolio che vogliono mantenere l'accesso ai finanziamenti occidentali per aspetti vitali del trasporto marittimo globale, come l'assicurazione, devono promettere di non pagare più di 60 dollari al barile per il petrolio russo trasportato via mare. Di conseguenza, la Russia ha vietato agli esportatori nazionali di petrolio e agli enti doganali di aderire ai limiti di prezzo imposti dall'Occidente sul greggio russo e ha rifiutato la fornitura di petrolio e prodotti petroliferi, a condizione che i contratti per tali forniture coinvolgano direttamente o indirettamente questo limite di prezzo. La misura avrebbe dovuto durare dal 1° febbraio 2023 al 1° luglio 2023, ma è stata prorogata più volte, fino alla fine di giugno 2023 e ora fino alla fine di giugno 2024.

ADNOC firma un contratto da 1,7 miliardi di dollari per lo sviluppo di energia non convenzionale (EAU)

Il gruppo energetico degli Emirati Arabi Uniti ADNOC si è aggiudicato un contratto da 1,7 miliardi di dollari per fornire perforazioni e servizi associati per sbloccare le risorse di petrolio e gas non convenzionali del paese. Per il nuovo progetto ADNOC Drilling ha incorporato una nuova società, la Turnwell Industries, che avrà il compito di esplorare le considerevoli opportunità future nelle risorse non convenzionali e di fornire 144 pozzi di petrolio e gas non convenzionali. La fase iniziale di sviluppo non convenzionale impiegherà fino a nove impianti terrestri, di cui cinque già inclusi nella flotta di ADNOC Drilling a dicembre 2023. ADNOC Drilling ha anche firmato un term sheet per avviare una partnership strategica con Schlumberger Middle East e Patterson-UTI International Holdings. La nuova società sarà impegnata principalmente in operazioni di perforazione non convenzionale.

L'energia non convenzionale si riferisce alle risorse di petrolio e gas intrappolate in giacimenti sotterranei che richiedono tecnologie e processi aggiuntivi per sbloccarle. Alla fine del 2022, gli Emirati Arabi Uniti avevano riserve accertate di petrolio stimate in 15 Gt o 110 Gbl, di cui il 96% situato ad Abu Dhabi. Abu Dhabi stima le sue risorse non convenzionali a 220 Gbl di petrolio non convenzionale 13 tcm di gas non convenzionale.



I paesi dell'OPEC+ concordano di estendere i tagli alla produzione di petrolio fino alla fine del 2025

L'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC) e i suoi partner dell'alleanza OPEC+ hanno concordato di estendere la maggior parte dei tagli profondi alla produzione di petrolio fino alla fine del 2025. L'OPEC+ ha concordato di prolungare di un anno i tagli petroliferi di 3,66 mbl/g fino alla fine del 2025 e di estendere i tagli di 2,2 mbl/g di tre mesi fino alla fine di settembre 2024. L'organizzazione eliminerà gradualmente i tagli di 2,2 mbl/g nel corso di un anno da ottobre 2024 a settembre 2025.

L'OPEC+ e gli alleati guidati dalla Russia hanno effettuato una serie di profondi tagli alla produzione dalla fine del 2022. I membri dell'OPEC+ stanno attualmente tagliando la produzione per un totale di 5,86 milioni di barili al giorno, ovvero circa il 5,7% della domanda globale. I tagli volontari sono riportati come segue: Arabia Saudita di 1.000 kb/g, Iraq di 220 kb/g, Emirati Arabi Uniti di 163 kb/g, Kuwait di 135 kb/g, Kazakistan di 82 kb/g, Algeria di 51 kb/g, e l'Oman di 42 kb/g. La Russia ha anche annunciato l'intenzione di ridurre la propria produzione di ulteriori 471 kb/g nel giugno 2024.

Il Kazakistan annuncia il lancio di progetti petroliferi su larga scala nel Mar Caspio



Il Ministero dell'Energia kazako ha annunciato che la compagnia nazionale di petrolio e gas KazMunayGas e la russa Lukoil hanno avviato la realizzazione dei progetti petroliferi Kalamkas-Sea e Khazar situati nel Mar Caspio al largo del Kazakistan. Le società hanno costituito la joint venture Kalamkas-Khazar Operating come operatore del progetto.

Il giacimento del Mare di Kalamkas si trova nella parte centrale del settore nord-orientale del Mar Caspio, a 64 km dalla costa, mentre il giacimento di Khazar si trova a 30 km a sud-ovest del Mare di Kalamkas e 65 km a nord-ovest della penisola di Buzachi. La costruzione delle piattaforme offshore per il progetto inizierà nel 2026 presso i cantieri navali kazaki.

Nel febbraio 2023, Lukoil aveva firmato accordi con KazMunayGas per l'esplorazione e dell'area offshore di Kalamkas-Sea, Khazar e Auezov. Le riserve totali di questi blocchi sono stimate a 67 milioni di tonnellate di petrolio e 9 miliardi di metri cubi di gas naturale. Si prevede che la produzione inizierà nel 2028 e potrebbe ammontare a 3-4 Mtep/anno.

Il Kazakistan ha prodotto 92 Mt di petrolio greggio e GNL e 32 miliardi di metri cubi di gas nel 2023 e dispone di abbondanti riserve energetiche, pari a circa 4,1 Gt di petrolio e 1.800 miliardi di metri cubi di gas (2022).

La Norvegia aggiunge 37 nuovi blocchi di esplorazione di petrolio e gas nei mari artici

Il Ministero dell'Energia norvegese ha annunciato l'espansione dei blocchi offerti per l'esplorazione di petrolio e gas nel Mare di Barents norvegese e nell'Artico nell'ambito del ciclo di licenze annuale per le aree predefinite (APA) 2024. Sulla base delle valutazioni petrolifere, la superficie APA 2024 è stata ampliata di 37 blocchi o parti di blocchi, che includono 34 blocchi nel Mare di Barents e 3 blocchi nel Mare di Norvegia.

I cicli annuali di aree predefinite (APA) di esplorazione sono stati ampliati come parte della strategia della Norvegia per estendere la propria produzione di petrolio e gas, considerando la necessità di salvaguardare posti di lavoro, reddito per la comunità e sicurezza energetica dell'Europa. La scadenza per le singole compagnie petrolifere per presentare domanda per la nuova superficie è il 3 settembre 2024.

All'inizio di maggio il Ministero norvegese dell'Energia ha annunciato l'APA 2024 che comprende le aree predefinite con blocchi nel Mare di Norvegia e nel Mare di Barents. Alla fine del 2022, la Norvegia disponeva di importanti riserve di idrocarburi con 1.959 miliardi di metri cubi di gas naturale e 1.025 milioni di tonnellate di petrolio, la maggior parte delle quali situate nel Mare del Nord.

L'Iran firma 4 contratti del valore di 2 miliardi di dollari per progetti petroliferi

Il Ministero del Petrolio iraniano ha firmato quattro contratti del valore di 2 miliardi di dollari, per lo sviluppo di due giacimenti petroliferi nell'ovest e nel sud dell'Iran, nonché due progetti di trattamento del petrolio, che genereranno entrate per 17 miliardi di dollari.

Uno dei contratti (del valore di 1,3 miliardi di dollari) è stato firmato tra la National Iran Oil Company (NIOC) e la Oil Industries Engineering and Construction (OIEC) per lo sviluppo del giacimento petrolifero Changouleh da 4,8 Gbl nella provincia di Ilam, nell'ambito di un contratto ventennale per la produzione di 228 kb di petrolio greggio (60 kb/g). Si prevede che il petrolio recuperato da questo giacimento avrà un valore di circa 13 miliardi di dollari e sarà fornito principalmente alla vicina raffineria NGL 3100.

Il secondo contratto petrolifero è stato firmato con la Mapna Oil and Gas Development Company per sviluppare il giacimento petrolifero di Band-Karkheh nella provincia sud-occidentale del Khuzestan, con circa 980 mbl di petrolio greggio in loco. Il contratto di 15 anni stima che l'estrazione di 56 mbl (10 kb/g) di petrolio e il progetto da 435 milioni di dollari dovrebbero creare 3,5 miliardi di dollari di entrate petrolifere.

Infine, sono stati firmati gli ultimi due contratti decennali con Mapna Oil and Gas Development Company e Maham Sharq Industrial Group, per fornire la produzione di greggio per tre giacimenti petroliferi (Qalenar, Kaboud e Balaroud con una capacità totale di 40 kb/g) e per costruire rispettivamente un'unità di produzione di petrolio greggio nel giacimento petrolifero di Mansouri (75 kb/g). I contratti, del valore di 100 e 140 milioni di dollari, dureranno fino al 2034. Alla fine del 2023, l'Iran aveva un totale di 28.380 Mt di riserve accertate di petrolio greggio e LNG.



RINNOVABILI

Glen Earrach progetta di costruire un progetto idroelettrico con pompaggio da 2 GW in Scozia



Lo sviluppatore scozzese di progetti idroelettrici Glen Earrach Energy svilupperà un progetto idroelettrico di pompaggio da 2 GW da collocare a Balmacaan vicino a Loch Ness in Scozia. Il progetto da 2-3 miliardi di sterline (2,3-3,8 miliardi di euro) prevederebbe 30 GWh di stoccaggio e sarebbe in grado di alimentare circa un milione di famiglie. La costruzione potrebbe essere completata intorno al 2030. Glen Earrach Energy ha avviato consultazioni con comunità locali, imprese e agenzie governative per integrare il progetto nell'ambiente e nella comunità. L'energia idroelettrica rappresenta il 4% della capacità installata del Regno Unito con 4,4 GW, inclusi 2,6 GW di capacità di pompaggio (2023).

Canada: il progetto di storage di Neoen vince una gara d'appalto in Ontario

Shift Solar, una consociata interamente controllata dallo sviluppatore di progetti rinnovabili Neoen, si è aggiudicata un contratto da 380 MW/4 ore di capacità in una gara d'appalto avviata dall'Independent Electricity System Operator (IESO), l'operatore della rete elettrica in Ontario.

Il progetto Grey Owl Storage consisterà in una batteria con una capacità totale di 400 MW/1.600 MWh, destinata a fornire la capacità IESO che contribuirà a soddisfare il crescente fabbisogno energetico dell'Ontario una volta che diventerà operativa entro l'inizio del 2028 per un periodo di 20 anni. Neoen, attraverso Shift Solar, sarà il proprietario e operatore a lungo termine della batteria.

Neoen ha un portafoglio di batterie di 1.656 MW / 4.169 MWh in funzione o in costruzione. Neoen ha sviluppato, possiede e gestisce alcune delle batterie più grandi del mondo, tra cui: la Victorian Big Battery (300 MW / 450 MWh), la Western Downs Battery (270 MW / 540 MWh), Collie Battery 1 (219 MW / 877 MWh) e 2 (341 MW / 1.363 MWh) e la Hornsdale Power Reserve (150 MW / 193,5 MWh), tutti situati in Australia.

La Francia annuncia il vincitore del suo primo bando di gara eolico offshore galleggiante (250 MW)

La Francia ha annunciato i risultati della sua prima gara per lo sviluppo di un progetto eolico offshore galleggiante su scala commerciale. Il progetto Pennavel da 250 MW, che sarà realizzato al largo della costa meridionale della Bretagna è stato assegnato a un consorzio tra la belga Elicio e la tedesca BayWa r.e. L'offerta proposta dal consorzio è pari a 86,45 €/MWh. Una volta completato, il progetto Pennavel sarà in grado di fornire elettricità a 450.000 famiglie francesi.

La Francia aveva aperto la gara AO5 nell'aprile 2021 per sviluppare il suo primo progetto eolico offshore galleggiante commerciale e inizialmente mirava ad una capacità di 270 MW. La gara ha riunito dieci candidati preselezionati dalla Commissione francese per la regolamentazione dell'energia.

La Francia mira a sviluppare 18 GW di capacità eolica offshore entro il 2035 e 45 GW entro il 2050, e a raggiungere la neutralità del carbonio entro il 2050. All'inizio di maggio 2024, la Francia ha inaugurato il suo terzo parco eolico offshore su scala commerciale, il progetto Fécamp da 500 MW.

Germania: la prima turbina installata nel parco eolico offshore Baltic Eagle



Il gruppo energetico spagnolo Iberdrola ha annunciato che è stata installata la prima turbina del progetto eolico offshore Baltic Eagle da 476 MW, situato al largo della Pomerania, nel nord della Germania. La turbina è la prima di 50 turbine eoliche Vestas V174-9.5MW ad essere installate, ciascuna con una potenza di circa 9,5 MW. Il completamento è previsto entro la fine del 2024.

Si prevede che il progetto eolico offshore Baltic Eagle, sviluppato da una joint venture tra Iberdrola e Masdar degli Emirati Arabi Uniti, rifornirà circa 475.000 famiglie tedesche e compenserà le emissioni di circa 800 ktCO₂/anno una volta completato.

Baltic Eagle è il secondo di tre grandi progetti guidati da Iberdrola in Germania, insieme ai parchi eolici Wikinger (350 MW, in funzione) e Windanker (315 MW, in pianificazione). Collettivamente, questi parchi eolici offshore formano il Baltic Hub di Iberdrola, che avrà una capacità totale di oltre 1,1 GW entro il 2026.

L'Egitto firma accordi fondiari per lo sviluppo di progetti eolici

La società rinnovabile degli Emirati Masdar e i suoi partner Infinity Power e Hassan Allam Utilities hanno firmato un accordo con il governo egiziano per un progetto eolico onshore da 10 GW da sviluppare a West Sohag (Egitto centrale). L'accordo dà ai partner l'accesso a 3.025 km² di terreno e consentirà loro di condurre studi per portare avanti il progetto da 10 miliardi di dollari. Si prevede che il progetto eolico produrrà quasi 48 TWh/anno di elettricità e compenserà le emissioni di 23,8 MtCO₂/anno una volta completato. Il progetto aiuterà inoltre l'Egitto a raggiungere l'obiettivo di raggiungere il 42% di fonti rinnovabili nella sua produzione di energia entro il 2030, di cui il 25% dal solare, il 14% dall'eolico e il 2% dall'idroelettrico.

Il governo egiziano ha inoltre firmato accordi di ricezione dei terreni con lo sviluppatore norvegese di energie rinnovabili Scatec e un consorzio guidato da Orascom Construction per lo sviluppo di due progetti eolici per un totale di 8 GW da realizzare nel governatorato di Sohag, nell'Egitto centrale.

Il primo accordo è stato firmato tra l'Autorità egiziana per le energie nuove e rinnovabili (NREA) e Scatec per lo sviluppo di un progetto eolico da 5 GW, mentre il secondo accordo riguarda un progetto da 3 GW che sarà sviluppato da un consorzio comprendente Orascom Construction, la giapponese Toyota Tsusho Corp e la francese Engie. Gli investimenti diretti esteri per i progetti sono stimati a 9 miliardi di dollari.

Si prevede che le società avvieranno studi sul sito al momento della consegna del terreno. Questi studi comprendono valutazioni e misurazioni tecniche, nonché valutazioni dell'impatto ambientale dei progetti.

Nel 2023, l'eolico rappresentava il 2,8% della capacità installata dell'Egitto con 1,6 GW e il 3,5% della sua produzione di energia elettrica. Il solare rappresentava 3,1% della capacità installata del Paese con quasi 1,8 GW e il 2,5% della sua produzione di energia.

L'Egitto punta a produrre il 42% di elettricità da fonti rinnovabili nel 2035, di cui il 25% dal solare, il 14% dall'eolico e il 2% dall'idroelettrico.

L'Uzbekistan firma PPA con ACWA e AMEA per due progetti eolici per un totale di 6 GW

L'Uzbekistan ha firmato Power Purchase Agreement (PPA) con la società saudita ACWA Power e AMEA Power degli Emirati Arabi Uniti per due progetti eolici per un totale di 6 GW ed entrambi situati nella regione di Kungirost nel Karakalpakstan (Uzbekistan occidentale).

ACWA Power ha firmato un PPA con il Ministero dell'Energia uzbeko nell'ambito di un progetto per costruire il progetto Aral da 5 GW. Si prevede che il progetto da 6,2 miliardi di dollari produrrà 17,5 TWh/anno di elettricità e compenserà le emissioni di 7,4 MtCO₂/anno. Il Ministero ha inoltre firmato un PPA con AMEA Power per un progetto eolico da 1 GW del valore di 1,1 miliardi di dollari che, una volta completato, produrrà 3,5 TWh/anno e compenserà le emissioni di 1,48 MtCO₂/anno.

L'Uzbekistan mira a raggiungere 27 GW di capacità di energia rinnovabile e il 40% di produzione di elettricità da fonti rinnovabili entro il 2030. Il paese ha attualmente 1,1 GW di capacità eolica in costruzione e 4,6 GW in sviluppo.

L'Irlanda prevede di sviluppare 37 GW di capacità eolica offshore entro il 2050

Il Ministero irlandese per l'Ambiente, il Clima e le Comunicazioni ha lanciato il "Quadro futuro per le energie rinnovabili offshore", un modello a lungo termine per fornire 20 GW di energia eolica offshore entro il 2040 e almeno 37 GW entro il 2050, esplorando al tempo stesso la possibilità di esportare l'energia rinnovabile in eccesso attraverso una maggiore interconnessione.

Gli obiettivi aggiornati dell'Irlanda per l'energia rinnovabile offshore (ORE) rappresentano una delle azioni chiave nell'ambito dell'*Offshore Wind Energy Program*, un piano a livello di sistema per garantire un approccio coordinato tra governo, agenzie e industria per massimizzare i vantaggi economici dello sviluppo dell'energia eolica offshore. Nell'agosto 2022, il governo ha aumentato il suo obiettivo per il 2030 da 5 GW a 7 GW. A partire dalla fine del 2022 il paese che avrà circa 28 GW di capacità eolica in fase di sviluppo.

La Commissione UE approva il piano tedesco per l'oleodotto dell'idrogeno da 3 miliardi di euro



La Commissione europea ha approvato, ai sensi delle norme UE sugli aiuti di Stato, un regime di aiuti tedesco da 3 miliardi di euro per sostenere la costruzione dell'Hydrogen Core Network ("HCN"), un sistema di condotte per il trasporto a lunga distanza dell'idrogeno che collega la Germania e diversi Stati membri. La misura mira a facilitare gli investimenti nella costruzione dell'HCN, come la riconversione dei gasdotti esistenti per il trasporto dell'idrogeno e la costruzione di nuovi gasdotti e stazioni di compressione. La costruzione e il funzionamento dell'HCN saranno finanziati dagli operatori del sistema di trasmissione dell'idrogeno (TSO), che saranno selezionati dall'Agenzia federale tedesca per le reti per ricevere una garanzia statale che consentirà loro di ottenere prestiti più favorevoli a copertura perdite iniziali nella fase di accelerazione dell'HCN. I prestiti saranno rimborsati in un periodo che terminerà nel 2055, con rimborsi progressivamente rinviati in linea con il previsto aumento della domanda di idrogeno. Si prevede che il primo grande gasdotto sarà operativo a partire dal 2025, mentre il completamento dell'intero HCN è previsto nel 2032. La Germania prevede di aggiungere 8,8 GW di impianti H₂ entro il 2035 e di sviluppare quasi 10.000 km di rete a idrogeno entro il 2032.

La Finlandia respinge 16 richieste per lo sviluppo dell'energia eolica offshore nel Golfo di Botnia

Il Ministero finlandese degli Affari economici e del lavoro ha respinto 16 richieste di diritti di sfruttamento per progetti eolici offshore nella zona economica finlandese del Golfo di Botnia.

La maggior parte dei settori coperti dalle domande si sovrappongono tra loro, motivo per cui queste domande sono state respinte. Tuttavia, il ministero ha spiegato che la sua decisione non vieta lo sviluppo di progetti eolici offshore nelle aree specifiche.

Il risultato negativo si basa sull'obiettivo del governo finlandese di creare un ambiente di investimento prevedibile, chiaro ed equo. La Finlandia prevede di selezionare con gara d'appalto i primi progetti eolici offshore da sviluppare all'interno della zona economica esclusiva alla fine del 2024.

Le ricorrenti che hanno ricevuto una decisione negativa sono Halla Offshore Wind e Laine Offshore Wind (controllate di OX2 Finland); Navakka Offshore e Wellamo Offshore (filiali di Eolus Offshore); Skyborn Renewables Offshore Finlandia; Ilmatar Vågskär, Ilmatar Bothnia & Bothnia West e Ilmatar Offshore (filiali di Ilmatar Energy); Suomen Hyötytuuli; e Pohjan Puhuri e Pohjan Viima (di proprietà di un fondo gestito da Copenhagen Infrastructure Partners P/S).

SIG ottiene finanziamenti per progetti solari da 2 GW in Polonia

Il gruppo europeo di energie rinnovabili Sun Investment Group (SIG) si è assicurato un finanziamento per sostenere i suoi progetti fotovoltaici da 1.970 MW, in Polonia. Si tratta di 323 progetti solari in fase medio-avanzata che vanno da 1 MW a 120 MW. Dei 323 progetti, circa 100 MW di capacità sono pronti per la costruzione, 1.120 MW sono in fase di sviluppo intermedio e 750 MW sono nelle fasi iniziali. Il finanziamento è stato interamente sottoscritto da un fondo di debito internazionale.

Il portafoglio complessivo di SIG supera ora i 3 GW, con quasi 300 MW di progetti pronti per la costruzione. Finora, SIG ha sviluppato, costruito e venduto con successo oltre 200 MW di centrali solari nel Regno Unito, Polonia e Lituania.

Alla fine del 2022, la Polonia aveva una capacità installata totale di 58,6 GW, di cui il solare rappresenta 11,1 GW (19%).

Le energie rinnovabili hanno rappresentato oltre il 50% del mix energetico dell'UE nella prima metà del 2024

Secondo l'associazione europea dell'industria elettrica Eurelectric, le energie rinnovabili hanno rappresentato oltre il 50% della produzione di energia pubblica nell'UE durante la prima metà del 2024, con il nucleare che ha fornito il 24% (stabile dal 2023). L'energia proveniente da fonti energetiche a basse emissioni di carbonio (comprese le energie rinnovabili e il nucleare) è aumentata dal 68% nel 2023 al 74% durante la prima metà del 2024, grazie alla maggiore produzione di energia rinnovabile. Tuttavia, la domanda di energia elettrica ha mostrato una diminuzione negli ultimi tre anni, del 2,6% tra la prima metà del 2022 e la prima metà del 2024; questa tendenza è attribuita alla delocalizzazione dell'industria, alle temperature più calde, al risparmio energetico e alla lenta crescita economica.

La tedesca BSH presenta un nuovo piano eolico offshore che punta a 60 GW entro il 2037

L'Agenzia federale marittima e idrografica tedesca (BSH) ha pubblicato una bozza di piano di sviluppo, insieme a rapporti ambientali, per espandere l'energia eolica offshore nel Baltico e nel Mare del Nord tedesco fino a 60 GW entro il 2037. La bozza del piano di sviluppo dell'area prevede un percorso di espansione accelerato fino al 2035, superando di 10 GW l'obiettivo legale. La bozza delinea inoltre, per la prima volta, le aree necessarie alla Germania per raggiungere i 70 GW di energia eolica offshore che si prefigge entro il 2045. Il piano proposto prevede inoltre la gara e la messa in esercizio delle aree di energia eolica offshore fino all'anno di messa in servizio del 2037.

Le autorità tedesche possono commentare la bozza fino all'8 luglio 2024, mentre il pubblico può commentare fino all'8 agosto 2024. Il processo di finalizzazione del piano dovrebbe essere completato entro la fine del 2024.

GRTgaz ed Enagás firmano un accordo per il progetto BarMar



Gli operatori spagnoli e francesi del sistema di trasporto del gas Enagás, GRTgaz e Teréga, in collaborazione con l'operatore tedesco del gas OGE, hanno firmato un accordo per la costruzione dell'infrastruttura dell'idrogeno BarMar, che collegherà Portogallo, Spagna, Francia e Germania. Il progetto sarà di proprietà di Enagás (50%), GRTgaz (33,3%) e Teréga (16,7%). Nell'ottobre 2022, Francia, Spagna e Portogallo hanno concordato di sviluppare e costruire un gasdotto sottomarino da 2,5 miliardi di euro, che trasporterà gas naturale e idrogeno tra Barcellona e Marsiglia. La Germania ha aderito al progetto nel gennaio 2023. La nuova rotta BarMar sarà utilizzata per pompare idrogeno verde e altri gas rinnovabili, ma trasporterà anche temporaneamente gas naturale per aiutare ad affrontare l'attuale crisi energetica dell'Europa. Si prevede che il completamento del progetto richiederà dai 4 ai 5 anni e potrebbe fornire circa 2 MtH₂/anno. Il progetto BarMar si sostituirà ai piani di estensione del gasdotto MidCat (7,5 miliardi di metri cubi/anno) attraverso i Pirenei. La Spagna è collegata alla Francia attraverso l'interconnessione del gas Lacal (capacità di importazione di 5,2 miliardi di metri cubi/anno e di esportazione di 7 miliardi di metri cubi/anno) e al Portogallo (capacità di importazione di 2,5 miliardi di metri cubi/anno ed esportazione di 4,4 miliardi di metri cubi/anno).

L'Estonia assegna un'area a DWO per un progetto eolico offshore fino a 1.560 MW

La società norvegese per le energie rinnovabili Deep Wind Offshore (DWO) ha vinto un'asta per lo sviluppo di un progetto eolico offshore fino a 1.560 MW nell'area Saare 2.1 al largo dell'Estonia. L'area di 164 km² è stata assegnata a DWO dall'Autorità estone per la protezione dei consumatori e la regolamentazione tecnica (CPTRA). Le altre due società che hanno partecipato all'asta sono state Estonia Offshore Wind DevCo (Gruppo Ignitis) e Utilitas Wind. Nell'area Saare 2.1 verranno installate fino a 98 turbine eoliche con una potenza totale fino a 1.560 MW.

Nel 2023, l'eolico rappresentava oltre il 13% della capacità installata dell'Estonia con 408 MW. Lo sviluppo dell'energia eolica è la principale priorità per il Paese, con diversi progetti offshore in fase di sviluppo. L'Estonia mira a raggiungere 4,3 TWh di produzione di energia rinnovabile nel 2030, di cui 2,6 TWh da fonti eoliche, al fine di raggiungere l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050.

Il gruppo China Three Gorges presenta un progetto multienergetico da 16 GW nella Mongolia Interna



Il gruppo cinese Three Gorges Renewables Group ha annunciato che la sua controllata onshore Inner Mongolia Three Gorges Mengneng Energy investirà 11 miliardi di dollari in un progetto energetico integrato da 16 GW da realizzare nella città di Ordos, nel nord della Cina. Il progetto comprenderà 8 GW di impianti solari fotovoltaici, 4 GW di energia eolica, 4 GW di energia da carbone, 200 MW di solare termico e 5 GWh di capacità di accumulo di energia.

L'inizio della costruzione è previsto per settembre 2024 e il completamento è previsto entro giugno 2027. Il progetto invierà elettricità al cluster Pechino-Tianjin-Hebei, nel nord della Cina, tramite una linea di trasmissione di energia ad altissima tensione da 800 kV. L'unità onshore di China Three Gorges Renewables detiene il 56% del progetto, mentre Inner Mongolia Energy Group detiene il restante 44%.

La capacità di energia solare in Cina è aumentata del 55% nel 2023, superando i 609 GW, mentre la capacità installata di energia eolica è aumentata di quasi il 21%, superando i 441 GW. Il governo cinese si è impegnato a costruire 1.200 GW di capacità di energie rinnovabili entro il 2030. Il paese prevede di raggiungere il picco delle emissioni entro il 2030 e la neutralità del carbonio entro il 2060.

Everfuel presenta una proposta per un impianto di idrogeno verde da 2 GW in Danimarca



La società norvegese produttrice di elettrolizzatori Everfuel ha presentato una proposta di progetto per sviluppare fino a 2 GW di capacità di produzione di idrogeno verde presso il Revsing Energy Park in fase di sviluppo da parte del comune di Vejen, in Danimarca. L'azienda si è assicurata il terreno per la costruzione di Frigg e sta ora continuando il lavoro di sviluppo e fattibilità per garantire l'accesso alle infrastrutture disponibili per il progetto. L'impianto Frigg sarebbe vicino alla stazione di trasformazione di Revsing e all'interno dell'area "Lower T", che dovrebbe essere la prima sezione ad essere costruita e operativa entro il 2028.

Si prevede che Frigg sarà sviluppato in più fasi fino a una capacità totale dell'elettrolizzatore di 2 GW, con potenziale connessione diretta alla produzione di energia rinnovabile da parte di Everfuel o partner, nonché integrazione con il teleriscaldamento locale. Nel maggio 2024, la società ha annunciato una lettera di intenti con un cliente industriale tedesco per la fornitura iniziale fino a 10 kt/anno di idrogeno verde.

SSE, domanda di presentazione di Equinor per il progetto eolico da 2 GW Dogger Bank D al largo del Regno Unito

La SSE (Regno Unito) e la Equinor (Norvegia) hanno avviato un procedimento di scoping per il progetto eolico offshore da 2 GW Dogger Bank D all'Ispettorato di pianificazione del Regno Unito. Dogger Bank D è la quarta fase proposta del progetto eolico offshore, che SSE ed Equinor stanno costruendo al largo dello Yorkshire.

Se questa quarta fase venisse approvata e costruita, aggiungerebbe fino a 2 GW di capacità installata al parco eolico di Dogger Bank da 3,6 GW, la cui terza fase è iniziata nel 2024 e sarà messa in servizio nel 2027.

Se approvata, la costruzione della Dogger Bank D dovrebbe iniziare non prima del 2029. SSE ed Equinor possiedono ciascuna il 50%.

Il Regno Unito punta a raggiungere i 50 GW di capacità eolica offshore installata entro il 2030.

Cina: State Grid commissiona una centrale idroelettrica a pompaggio da 1,4 GW



La State Grid Corporation of China ha annunciato la piena messa in servizio di un progetto idroelettrico di pompaggio da 1,4 GW situato vicino a Xiamen, nella provincia cinese sud-orientale del Fujian. La centrale è dotata di quattro gruppi elettrogeni reversibili con pompa e turbina, ciascuno con una capacità di 350 MW. Le prime tre unità sono state messe in servizio tra ottobre 2023 e marzo 2024. La costruzione del progetto è iniziata nel 2019 e ha richiesto un investimento di 1,2 miliardi di dollari. La centrale è collegata alla rete elettrica del Fujian attraverso due linee di trasmissione da 500 kV.

La Cina mira a costruire più di 200 impianti di stoccaggio con pompaggio con una capacità combinata di 270 GW entro il 2025. Alla fine del 2023, la capacità di stoccaggio con pompaggio della Cina ha raggiunto 50,9 GW, un aumento più che doppio rispetto a dieci anni prima (21,5 GW nel 2013).

La Germania assegna diritti di sviluppo per 2,5 GW di capacità eolica offshore

L'ente regolatore federale della rete tedesca, la Bundesnetzagentur (BNetzA), ha annunciato l'aggiudicazione della sua ultima asta eolica offshore garantendo una capacità totale combinata di 2,5 GW a TotalEnergies ed EnBW dopo aver accettato di pagare poco più di 3 miliardi di euro di canoni di locazione. Le gare offshore, per le aree che non sono state pre-esaminate a livello centrale alla data del 1° giugno 2024, hanno ricevuto due offerte. La prima è stata presentata da Offshore Wind One GmbH (un consorzio tra la francese TotalEnergies e la tedesca RWE) e si è aggiudicata l'area N-11.2 da 1,5 GW per un valore di 1,3 milioni di euro. La RWE si è ritirata dal consorzio per motivi di redditività economica lasciando TotalEnergies a pagare quasi 2 miliardi di euro di canoni di locazione totali. La seconda offerta è stata presentata dall'utility tedesca EnBW, che si è aggiudicata il sito N-12.3 da 1 GW nel Mare del Nord tedesco con un'offerta di 1,05 miliardi di euro. Il valore medio di aggiudicazione per gigawatt nel 2023 è stato di 1,8 miliardi di euro.

Gli aggiudicatari avranno diritto a una procedura di approvazione del progetto per la costruzione e l'esercizio di turbine eoliche sul sito nonché il diritto alla connessione alla rete.

Alla fine del 2023, la Germania aveva una capacità installata totale di 245 GW, di cui la capacità eolica offshore rappresentava 8,4 GW.

RWE e Masdar presentano domanda per sviluppare il progetto eolico DBS da 3 GW al largo del Regno Unito

L'utility tedesca RWE e la società rinnovabile degli Emirati Masdar hanno presentato una richiesta al British Planning Inspectorate per un Development Consent Order per il progetto eolico offshore da 3 GW Dogger Bank South (DBS), da sviluppare al largo della costa nord-orientale dell'Inghilterra (Regno Unito). L'Ispettorato della pianificazione del Regno Unito ha 28 giorni per decidere se è accettato per l'esame.

DBS comprende due parchi, vale a dire Dogger Bank South East (1,5 GW) e Dogger Bank South West (1,5 GW). Nel marzo 2024, Masdar ha completato l'acquisizione di una partecipazione del 49% nei progetti, mentre RWE ha mantenuto il restante 51%. La messa in servizio del DBS è prevista entro il 2031, in attesa di tutte le approvazioni necessarie.

Il Regno Unito mira a raggiungere 50 GW di capacità eolica offshore installata entro il 2030 (13,8 GW alla fine del 2022).

Gli Stati Uniti avanzano piani per la vendita di leasing di energia eolica offshore in 5 stati

Il Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) degli Stati Uniti ha annunciato due proposte per aste di energia eolica offshore con una capacità totale combinata di generare oltre 18 GW e alimentare più di 6 milioni di case.

La prima proposta avanzata da BOEM consiste in otto aree affittate situate al largo degli stati americani del Maine, Massachusetts e New Hampshire con il potenziale di generare circa 15 GW di energia rinnovabile e alimentare più di cinque milioni di case. BOEM prevede di condurre aste simultanee per ciascuna delle otto aree affittate utilizzando offerte a più fattori e sta attualmente cercando feedback sulle aree affittate proposte (dimensioni, orientamento, ubicazione e possibile priorità di locazione).

La seconda proposta corrisponde a due aree in Oregon (una nella Coos Bay Wind Energy Area e l'altra nella Brookings Wind Energy Area) in un'area di 790 km², con il potenziale di generare circa 3 GW per alimentare più di un milione di case con energia rinnovabile. La BOEM ha già pubblicato la sua analisi ambientale per la revisione e il commento del pubblico insieme alla proposta di locazione.

Inoltre, lo stato americano del New Jersey ha anche annunciato l'approvazione del quarto documento di orientamento sulla sollecitazione dell'eolico offshore (SGD) e l'apertura della sua quarta asta, cercando di assegnare tra 1,2 GW e 4 GW di capacità di generazione eolica offshore.

Nell'aprile 2024, la BOEM ha annunciato un nuovo programma quinquennale di locazione di energia eolica offshore, che comprende fino a 12 potenziali vendite di locazione di energia eolica offshore fino al 2028, con quattro vendite di leasing pianificate che avranno luogo nell'Atlantico centrale, nel Golfo del Maine, nel Golfo del Messico e Oregon nel 2024.

EDF inaugura il parco eolico offshore Fécamp da 500 MW in Normandia



EDF, Enbridge, CPP Investments e Skyborn Renewables hanno inaugurato il parco eolico offshore Fécamp da 500 MW, situato al largo della costa della Normandia, nel nord-ovest della Francia, non appena il progetto è diventato pienamente operativo. La costruzione del progetto eolico, che comprende 71 turbine Siemens Gamesa, è stata completata alla fine di marzo 2024. Il parco eolico di Fécamp ha la capacità di produrre energia sufficiente a soddisfare il consumo annuale di 770.000 famiglie francesi. La prima turbina eolica per il progetto è stata installata nel luglio 2023.

Fécamp è il terzo progetto eolico offshore su scala commerciale in Francia ad essere completato, dopo i parchi eolici offshore di Saint-Nazaire (480 MW) e Saint-Brieuc (496 MW). La Francia prevede di raggiungere il 40% dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili entro il 2030 e la neutralità carbonica entro il 2050. La Francia punta inoltre a sviluppare 40 GW di capacità eolica offshore entro il 2050.

50Hertz inaugura un impianto solare da 650 MW in Germania



L'operatore del sistema di trasmissione (TSO) con sede in Germania 50Hertz ha inaugurato il Witznitz Energy Park da 650 MW, descritto come il più grande impianto di energia solare d'Europa, a sud di Lipsia, in Germania.

Su una superficie totale di circa 500 ettari nei comuni di Neukieritzsch, Böhlen e Rötha vicino all'Hainer See è stato costruito negli ultimi due anni il Witznitz Energy Park su un'ex miniera di lignite. L'impianto, che ha prodotto la sua prima energia nel dicembre 2023, inietta elettricità direttamente ad altissima tensione contribuendo allo stesso tempo a mantenere la stabilità della rete.

Alla fine del 2023, il solare rappresentava circa il 33% della capacità installata della Germania con oltre 81 GW, ma solo circa il 12% della sua produzione di energia con 61 TWh.

La Germania mette a gara 12,5 GW di progetti di gas pronti all'idrogeno

Il governo federale tedesco ha accettato di mettere a gara 12,5 GW di impianti alimentati a gas che possono passare all'idrogeno, nonché 500 MW di stoccaggio a lungo termine, come parte della strategia per le centrali elettriche, inclusa nel pacchetto di crescita economica del paese. Nella prima fase verranno realizzati 5 GW di impianti a gas predisposti per l'idrogeno, 2 GW per l'ammodernamento di vecchie centrali elettriche a gas per l'utilizzo dell'idrogeno, 500 MW di impianti a idrogeno e 500 MW di stoccaggio a lungo termine. Le gare, che dovrebbero iniziare entro la fine del 2024/inizio del 2025, offriranno sussidi a copertura dei costi di investimento e della differenza nei costi operativi tra idrogeno e gas naturale per 800 ore a pieno carico all'anno.

Si prevede che il progetto, che dovrebbe essere realizzato prevalentemente nel sud della Germania, passerà all'idrogeno entro 8 anni. Lo schema ha ottenuto l'approvazione della Commissione Europea nel giugno 2024.

Skyborn inizia le indagini per sviluppare un progetto eolico da 2,6 GW al largo della Finlandia

Il gruppo di energie rinnovabili Skyborn Renewables ha iniziato a condurre indagini sul sito nel Mare di Botnia in Finlandia, in un luogo in cui la società prevede di sviluppare il progetto eolico offshore Pooki fino a 2,6 GW, un'estensione del precedente progetto Suurhiekkä che era stato sviluppato anche da Skyborn. Il lavoro è iniziato con indagini acustiche sugli uccelli e sottomarini presso il sito del progetto situato a circa 25 km al largo dei comuni di Oulu, Simo e Kemi. Le indagini saranno effettuate sia nel 2024 che nel 2025 e utilizzate per supportare la futura valutazione di impatto ambientale (VIA). Si prevede che il progetto eolico offshore di Pooki comprenderà tra 85 e 185 turbine eoliche e avrà una potenza massima di 2,6 GW.

Alla fine del 2023, l'eolico rappresentava il 30% della capacità installata della Finlandia con quasi 7 GW. Il Paese ha attualmente circa 2,4 GW di capacità eolica in costruzione e altri 27 GW in fase di sviluppo.

La Romania dà il via libera alla costruzione di un progetto eolico onshore da 450 MW

L'Autorità rumena di regolamentazione dell'energia (ANRE) ha autorizzato le società rinnovabili Rezolv Energy e Low Carbon a procedere con l'installazione della prima fase del progetto eolico onshore Vifor da 450 MW, che sarà situato a Buzau, nella Romania centrale.

Il parco eolico di Vifor sarà dotato di 72 turbine Vestas V162.

La prima fase vedrà l'installazione di 30 turbine, che genereranno energia sufficiente per rifornire oltre 270.000 famiglie rumene. La messa in servizio della fase 1 è prevista entro la fine del 2025, mentre il completamento della fase due è previsto per la fine del 2026.

La capacità eolica in Romania è aumentata vertiginosamente tra il 2010 e il 2014, da 460 MW a 3 GW, e da allora è rimasta stabile, con quasi 3,1 GW alla fine del 2023 (100% onshore).

La Banca Mondiale concede 1 miliardo di dollari al Pakistan per il progetto idroelettrico Dasu da 4,3 GW



La Banca Mondiale ha approvato un prestito di 1 miliardo di dollari al Pakistan per lo sviluppo del progetto Dasu Hydro-power da 4.320 MW, situato sul fiume Indo, nel nord del Pakistan. Il progetto è stato sviluppato dalla WAPDA pakistana e sarà realizzato in due fasi da 2.160 MW ciascuna. Il finanziamento sosterrà l'espansione della fornitura di energia elettrica idroelettrica, migliorerà l'accesso ai servizi socioeconomici per le comunità locali e rafforzerà la capacità del WAPDA di preparare futuri progetti idroelettrici. Nel 2023, l'energia idroelettrica rappresentava il 24% della capacità installata del Pakistan con quasi 11 GW. Rappresentava inoltre il 24% della produzione di energia del Paese nel 2021, con 35 TWh. Il Pakistan punta a coprire il 60% delle energie rinnovabili nella sua capacità installata entro il 2030, metà della quale sarà idroelettrica.

Lightsource bp ottiene il finanziamento per un progetto solare da 560 MW in Grecia

Enipeas Single-Member, una filiale dello sviluppatore di progetti rinnovabili con sede nel Regno Unito Lightsource bp, ha stipulato un accordo da 315 milioni di euro con Eurobank e lo Stato pubblico greco per il finanziamento di un progetto solare da 560 MWp, che sarà situato vicino alle città di Larissa e Ftiotida nella Grecia centrale. Il finanziamento è guidato da Eurobank e comprende 145,3 milioni di euro forniti dalla banca e 170 milioni di euro provenienti dal Fondo per la ripresa e la resilienza dell'UE.

Il progetto solare Enipeas, che richiederà un investimento complessivo di 395 milioni di euro, sarà composto da un cluster sud da 400 MWp e da un cluster nord da 160 MWp. Si prevede che entrerà in funzione entro il 2026. Si prevede che il progetto produrrà 0,9 TWh/anno, sufficienti ad alimentare circa 225.000 famiglie greche e a soddisfare quasi il 2% della produzione nazionale.

Nel 2022, il solare rappresentava oltre il 22% della capacità installata della Grecia con 5,5 GW (oltre 7 GW alla fine del 2023 secondo le stime preliminari) e circa il 14% della sua produzione di energia con oltre 7 TWh.

La Macedonia del Nord prevede di sviluppare un progetto eolico in grado di produrre 1 TWh/anno



Il prossimo governo della Macedonia del Nord ha annunciato l'intenzione di sviluppare un nuovo progetto eolico onshore, che sarebbe in grado di produrre 1 TWh/anno di elettricità, pari a circa un quinto della produzione totale di energia nel paese (5,7 TWh nel 2022).

Il nuovo parco eolico sarà costruito tra Karbinci, Štip e Radoviš nella Macedonia del Nord orientale. Inoltre, il prossimo governo introdurrà un Ministero dell'Energia, delle Miniere e delle Risorse Minerarie, che non esisteva sotto i governi precedenti. Alla fine del 2022, la Macedonia del Nord aveva solo 37 MW di capacità eolica installata (1,8% della capacità totale), che generava meno del 2% della produzione totale di energia. Alla fine del 2023 la capacità eolica ha raggiunto i 74 MW.

La Commissione Europea assegna 720 milioni di euro a sette progetti sull'idrogeno verde

La Commissione Europea ha assegnato quasi 720 milioni di euro a sette progetti di idrogeno rinnovabile selezionati attraverso la prima procedura di gara nell'ambito della *Banca europea dell'idrogeno*.

La Banca europea dell'idrogeno è un'iniziativa volta a facilitare la produzione interna dell'UE e le importazioni di idrogeno rinnovabile. Mira a sbloccare gli investimenti privati nell'UE e nei paesi terzi e collegare la futura fornitura di idrogeno rinnovabile ai consumatori. I fondi per questa asta provengono dai ricavi del sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE.

I progetti selezionati sono stati i vincitori di un'asta che ha attirato 132 offerte da 17 paesi europei per un budget di 800 milioni di euro. Gli offerenti selezionati, che hanno la sede in Spagna, Portogallo, Finlandia e Norvegia, prevedono di produrre 1,58 Mt di idrogeno rinnovabile in 10 anni da utilizzare nei settori dell'acciaio, la chimica, il trasporto marittimo e i fertilizzanti, contribuendo a evitare più di 10 Mt di emissioni di CO₂.

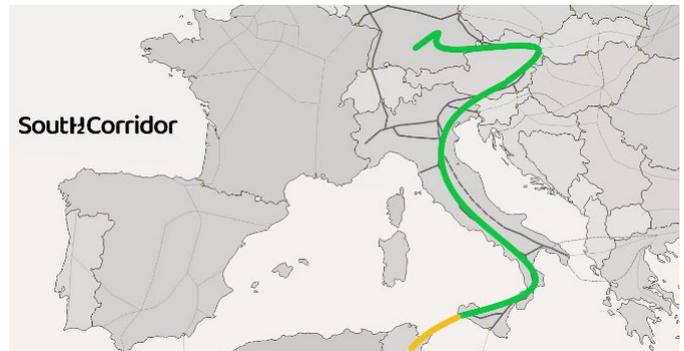
I vincitori dovrebbero ricevere un sussidio compreso tra 8 milioni di euro e 245 milioni di euro per colmare la differenza di prezzo tra i loro costi di produzione e il prezzo di mercato dell'idrogeno, che attualmente è determinato dai produttori non rinnovabili. Le offerte vincenti erano comprese tra 0,37 €/kg e 0,48 €/kg di idrogeno rinnovabile prodotto.

ACWA svilupperà un progetto di idrogeno verde in Tunisia con 12 GW di rinnovabili

La società saudita ACWA Power ha firmato un memorandum of understanding (MoU) con il Ministero tunisino dell'Industria, delle Miniere e dell'Energia per lo sviluppo di un progetto di idrogeno verde da 600 kt/anno in Tunisia. In base all'accordo, ACWA Power creerà, gestirà e manterrà fino a 12 GW di unità di generazione di energia rinnovabile, sistemi di stoccaggio e linee di trasmissione, oltre a dispositivi di elettrolisi e progetti infrastrutturali per consentire il collegamento diretto al gasdotto principale.

Il progetto si svilupperà in tre fasi. La prima fase (200 kt/anno) includerà l'installazione di 4 GW di capacità rinnovabile e 2 GW di capacità di elettrolisi, oltre agli impianti di stoccaggio delle batterie. L'idrogeno prodotto sarà esportato in Europa attraverso "Sud 2", un gasdotto sviluppato su iniziativa della Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E). Il progetto, la cui messa in esercizio è prevista entro il 2030, è classificato come progetto di interesse comune

dall'UE e collegherà la Tunisia con Italia, Austria e Germania. Il progetto di ACWA Power sosterrà la strategia nazionale tunisina per l'idrogeno verde, che prevede l'attuazione di un piano d'azione per produrre 8,3 Mt/anno di idrogeno verde e sottoprodotti entro il 2050 e per esportare oltre 6 Mt di idrogeno verde nell'UE entro il 2050.



CARBONE

L'australiana Origin Energy ritarda di due anni il ritiro delle centrali a carbone



Origin Energy Limited e lo stato australiano del Nuovo Galles del Sud hanno concordato di prolungare di due anni le operazioni della centrale elettrica di Ering da 2.880 MW. Situata vicino alla città di Newcastle (NSW, Australia), la centrale elettrica a carbone di Ering avrebbe dovuto chiudere nel 2025 e ora dovrebbe funzionare fino al 19 agosto 2027 per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico dello stato durante la transizione energetica.

In base al Generator Engagement Project Agreement (GEPA), Origin riceverà un compenso che coprirà i costi di gestione dell'impianto di 40 anni, puntando al contempo a generare almeno 6 TWh per i due anni fiscali aggiuntivi in cui funzionerà. Tuttavia, per avere diritto a ricevere un risarcimento, Origin deve comunicare allo Stato entro marzo se attiverà la GEPA per il prossimo anno finanziario. Anche se la società si riserva il diritto di determinare la tempistica finale per il ritiro di tutte e

quattro le unità della centrale elettrica di Ering, non sarà pagabile alcuna compensazione statale dopo il 2027 e l'impianto dovrà ritirarsi completamente entro aprile 2029.

La centrale elettrica di Ering è una centrale a carbone nero da 2880 MW sulle rive del lago Macquarie, operativa dal 1984. Origin si è impegnata nella costruzione di una batteria su larga scala a Ering. La prima fase del progetto consiste in una batteria da 460 MW da due ore situata adiacente alla centrale, che dovrebbe diventare operativa entro la fine del 2025.

I paesi del G7 concordano di eliminare gradualmente le centrali elettriche a carbone entro il 2035

I ministri dell'Energia dei paesi del G7 (Stati Uniti, Canada, Regno Unito, Francia, Germania, Italia e Giappone) hanno concordato l'uscita dalla produzione di energia elettrica a carbone tra il 2030 e il 2035. L'accordo del G7 potrebbe consentire più flessibilità alla Germania ed al Giappone, le cui centrali a carbone producono quasi un terzo dell'elettricità totale (33% per la Germania e 31% per il Giappone nel 2022).

L'accordo fa seguito a una risoluzione del vertice COP28 del 2023 per abbandonare i combustibili fossili e ridurre gradualmente l'uso incessante dell'energia dal carbone. A margine del vertice, gli Stati Uniti hanno aderito alla Power Past Coal Alliance (PPCA), impegnandosi a non costruire nuove centrali elettriche a carbone e a eliminare gradualmente quelle esistenti. Il Giappone, pur non avendo aderito al PPCA, ha annunciato che non intende costruire nuove centrali a carbone che non dispongano di misure di riduzione delle emissioni.



Energia nucleare

Il Regno Unito sceglie il sito di Wylfa nel Galles, per costruire una nuova centrale nucleare

Il governo britannico ha scelto Wylfa, sull'isola di Anglesey, nel Galles, come sito per la costruzione di una nuova centrale nucleare su larga scala, che sarà la terza del paese. La nuova centrale di Wylfa sarà in grado di fornire energia a circa 6 milioni di famiglie britanniche e con una durata di vita di 60 anni.

L'area è stata considerata idonea per la sua vicinanza all'acqua di raffreddamento e per il collegamento storico con l'industria nucleare, poiché la centrale nucleare Magnox da 1,2 GW è attualmente in fase di smantellamento nel sito.

Il sito è stato acquistato dal governo britannico per 160 milioni di sterline dal precedente costruttore Hitachi, che aveva abbandonato i piani per un nuovo reattore nel 2019.

Nel gennaio 2024, il governo del Regno Unito ha presentato una tabella di marcia per quadruplicare la capacità di generazione nucleare del paese, raggiungendo 24 GW di capacità entro il 2050, che rappresenterebbero circa il 25% della domanda di elettricità prevista del paese. Nel 2023, il nucleare (3,9 GW) rappresentava circa il 14% del mix energetico del Regno Unito.

La Slovacchia prevede di costruire una nuova unità da 1,2 GW presso la centrale nucleare di Jaslovské Bohunice

Il governo slovacco ha approvato un piano per costruire un nuovo reattore nucleare con una capacità fino a 1,2 GW nel sito di Jaslovské Bohunice (Slovacchia occidentale), che ospita già la centrale nucleare esistente di Jaslovské Bohunice. Il governo ha incaricato i ministeri dell'Economia e delle Finanze di elaborare un piano per il nuovo impianto entro la fine di ottobre 2024, che includerà un processo di selezione del fornitore, nonché i tempi e il finanziamento del progetto.

La Slovacchia ha attualmente cinque unità nucleari operative: due reattori da 466 MW a Jaslovské Bohunice (dal 1985), tre reattori a Mochovce (unità 1 e 2 da 468 MW ciascuna commissionate nel 1998-1999 e unità 3 da 440 MW, commissionate nel 2023). Alla fine del 2022, il nucleare rappresentava il 26% della capacità installata della Slovacchia con oltre 2 GW (stabile nel 2023) e il 59% della produzione di energia del paese con quasi 16 TWh.



L'autorità di regolamentazione nucleare francese consente l'avvio del reattore EPR di Flamanville



L'autorità di regolamentazione nucleare francese *Autorité de Sûreté Nucléaire* (ASN) ha autorizzato la messa in servizio del reattore EPR (European Pressurized Reactor) di Flamanville da 1.650 MW, situato in Normandia. L'autorizzazione consente all'utility francese EDF di caricare combustibile nucleare nel reattore ed effettuare test di avvio, seguiti dalla messa in funzione del reattore. Ciò apre la strada a una connessione alla rete francese prevista nell'estate 2024, una volta che il reattore avrà raggiunto il 25% della sua capacità e dovrebbe essere pienamente operativo alla fine del 2024. La costruzione del reattore Flamanville 3 è iniziata nel 2007, con un primo avvio previsto nel 2013 e un costo stimato di 3,3 miliardi di euro. Tuttavia, il progetto ha dovuto affrontare ritardi e aumenti dei costi (secondo l'ultima stima di EDF il costo totale è di 13,2 miliardi di euro).

L'EPR di Flamanville è il primo del suo genere in Francia, dopo la messa in servizio dei reattori EPR in Cina (Taishan 1 e 2) e Finlandia (Olkiluoto 3). Nel 2023, il nucleare rappresenterà il 41% della capacità installata in Francia e il 64% della sua produzione di energia.

La compagnia francese Orano riprende i lavori nella miniera di uranio in Niger

Orano ha annunciato l'avvio dei lavori preparatori per lo sfruttamento del grande giacimento di uranio situato nel nord del Niger, uno dei più grandi giacimenti del mondo con riserve stimate di 200 kt e avrebbe dovuto essere avviato nel 2015, ma è stato congelato in seguito al disastro di Fukushima, che ha fatto crollare il prezzo mondiale del combustibile nucleare. Orano (ex Areva) è attualmente l'unico produttore di uranio attraverso la sua affiliata Somaïr (Société des Mines de l'Air: 63,4% Orano, 36,6% Sopamin), nella regione di Arlit (nord), dal 2021.

Le riserve recuperabili di uranio del Niger sono le ottave più grandi al mondo, con 518 kt nel 2021 (a meno di 260 dollari USA/kgU). A febbraio 2022, il Niger aveva fornito 31 licenze di esplorazione dell'uranio e 11 titoli di estrazione dell'uranio in vigore.

La Commissione europea autorizza un progetto francese da 300 milioni di euro per lo sviluppo dei SMR

La Commissione europea ha approvato una misura francese da 300 milioni di euro per sostenere Nuward, una filiale di EDF, nella ricerca e nello sviluppo di piccoli reattori nucleari modulari (SMR). Il progetto mira a sviluppare processi per la progettazione e costruzione di SMR basati su un design semplice e modulare e con una potenza equivalente o inferiore a 300 MW. Secondo la misura, approvata secondo le norme UE sugli aiuti di Stato, l'aiuto assumerà la forma di una sovvenzione diretta che coprirà il progetto di ricerca e sviluppo fino al 2027.

Nel 2022, la Francia ha deciso di costruire 6 nuovi EPR (European Pressured Reactors II) e di avviare studi per la costruzione di ulteriori 8 EPR e SMR (Small Modular Reactors), per raggiungere 25 GW di nuova capacità nucleare entro il 2050.

L'autorità di regolamentazione del Regno Unito concede la licenza per il sito della centrale nucleare Sizewell C

L'Ufficio per la regolamentazione nucleare (ONR) del Regno Unito ha concesso una licenza per il sito nucleare per la costruzione e il funzionamento della centrale nucleare di Sizewell C situata nel Suffolk. Sizewell C comprenderà 2 reattori, generando un totale di 3,2 GW di elettricità, pari al 7% del fabbisogno elettrico del Regno Unito. Il progetto da 20 miliardi di sterline (23 miliardi di euro), che ha ottenuto il consenso nel luglio 2022 e i permessi ambientali nel marzo 2023, è sviluppato da EDF Energy (50%), con il governo britannico che detiene il restante 50% (dopo che il partner cinese di EDF, China General Nuclear, è stato interdetto per motivi di sicurezza).

Nel gennaio 2024, il Dipartimento per la sicurezza energetica e lo zero netto del Regno Unito ha annunciato che avrebbe investito ulteriori 1,3 miliardi di sterline (1,5 miliardi di euro) di finanziamenti governativi per i necessari lavori infrastrutturali a Sizewell C. Una decisione finale di investimento per il progetto da parte di EDF Energy è prevista nel corso del 2024.

Nel gennaio 2024, inoltre, il governo del Regno Unito ha presentato una tabella di marcia per quadruplicare la capacità di generazione nucleare del paese, raggiungendo 24 GW di capacità nucleare entro il 2050, che rappresenterebbe circa il 25% della domanda di elettricità prevista del paese. Nel 2023, il nucleare (3,9 GW) rappresentava circa il 14% del mix energetico del Regno Unito.



La Commissione UE approva il piano per la costruzione di una nuova centrale nucleare in Repubblica ceca

La Commissione europea ha approvato, ai sensi delle norme UE sugli aiuti di Stato, un sostegno per la costruzione e il funzionamento di una nuova centrale nucleare da 1,2 GW a Dukovany, in Repubblica ceca. La centrale nucleare entrerà in funzione nel 2036 per le operazioni di prova, mentre le operazioni commerciali sono previste per il 2038. L'impianto avrà una durata operativa di 60 anni. Dukovany è sito di un impianto nucleare già esistente.

ČEZ Group, la società ceca di produzione di energia elettrica nucleare e la sua filiale Elektrárna Dukovany II hanno ricevuto delle offerte da Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) e dalla francese EDF per la costruzione di quattro unità per la nuova centrale nucleare di Dukovany. EDF propone la costruzione di reattori EPR-1200, mentre KHNP prevede di installare reattori APR-1000. I contratti saranno finalizzati nel corso del 2024 e pronti per la firma entro la fine di marzo 2025.

La Repubblica ceca mira ad aumentare la quota di energia nucleare dal 35% nel 2013 al 46%-58% entro il 2040 (37% nel 2022). Il paese riceve elettricità dalle quattro unità VVER-440 già in funzione di Dukovany, che hanno iniziato a funzionare tra il 1985 e il 1987, e dalle due unità VVER-1000 di Temelín, entrate in funzione nel 2000 e nel 2002.

La Commissione UE dà parere positivo per 2 nuove unità nucleari in Romania



La Commissione Europea ha emesso parere positivo sul progetto delle Unità 3 e 4 della centrale nucleare CNE Cernavodă in Romania. La CE ha accompagnato il parere positivo con le raccomandazioni per l'appropriata applicazione del quadro Euratom nell'attuazione e durante la durata del progetto.

Cernavodă è l'unica centrale nucleare in Romania ed è composta da due reattori Candu-6 da 650 MW gestiti da Nuclearelectrica. Si prevede che l'unità 3 inizierà l'attività commerciale nel 2030 e l'unità 4 l'anno successivo. Con le quattro unità in funzione, si prevede che la centrale nucleare di Cernavodă eviterà l'emissione di 20 MtCO₂/anno.

Nel maggio 2023, Energonuclear - una consociata interamente controllata dall'utility Nuclearelectrica - ha notificato alla Commissione i suoi piani per costruire due reattori ad acqua pesante pressurizzata Candu-6 di progettazione canadese poiché è richiesto agli sviluppatori di progetti nucleari di notificare alla Commissione europea gli investimenti pianificati e dimostrare il rispetto dei più elevati standard di sicurezza nucleare secondo il trattato Euratom.

Il parlamento estone approva una risoluzione per promuovere l'energia nucleare

Il parlamento estone ha approvato una risoluzione a sostegno dell'adozione dell'energia nucleare nel paese sulla base di un'analisi condotta dal gruppo di lavoro sull'energia nucleare. La risoluzione, intitolata "Sostenere l'adozione dell'energia nucleare in Estonia (431 OE)", stabilisce che il piano di sviluppo energetico dell'Estonia per il 2035 deve considerare gli impatti dell'adozione del nucleare per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico durante la transizione verso una produzione di energia climaticamente neutra. A tal fine, il piano di sviluppo deve comprendere l'elaborazione di un progetto di legge sull'energia e la sicurezza nucleare e, se necessario, la modifica e l'integrazione della legislazione esistente, nonché la

creazione di un'autorità di regolamentazione per l'uso sicuro dell'energia nucleare e lo sviluppo delle competenze settoriali. Il memorandum esplicativo di accompagnamento stabilisce che l'adozione dell'energia nucleare nel paese dovrebbe portare benefici come aiutare a bilanciare le fluttuazioni nella capacità di generazione di energia rinnovabile e garantire elettricità a prezzi accessibili, tra gli altri. Tuttavia, la decisione non garantisce il diritto di costruire una centrale nucleare in Estonia.

Alla fine del 2023, l'Estonia aveva 3 GW di capacità elettrica installata, di cui quasi il 63% corrisponde alla capacità termica (di cui 1,2 GW costituiti da carbone e lignite) e nessuna capacità nucleare.



ENERGIA ELETTRICA

La Moldavia firma un accordo per un nuovo interconnettore con la Romania

Il Ministero dell'Energia moldavo e l'USAID hanno firmato un memorandum d'intesa per lo sviluppo di un nuovo progetto di interconnessione che collegherà la Moldavia e la Romania.

La nuova linea elettrica aerea da 400 kV avrà una lunghezza di 190 km e collegherà le centrali elettriche di Strășeni e Gutinaș. Sarà il terzo collegamento diretto tra la Moldavia e la Romania. Si prevede che il progetto inizierà la costruzione alla fine del 2025 e sarà completato nel 2029.

Il governo moldavo spera che le tre linee di interconnessione con il sistema energetico rumeno portino la Moldavia, presumibilmente nel 2028, in una situazione in cui sarà in grado di integrare il mercato energetico europeo attraverso il mercato rumeno, prima di entrare potenzialmente nell'UE.

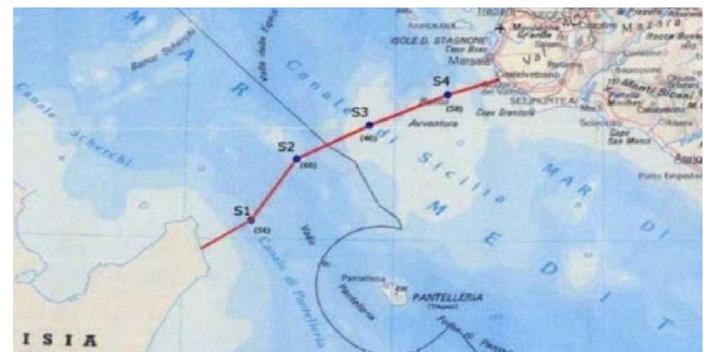
La costruzione della linea elettrica ad alta tensione Strășeni-Gutinaș fa parte del programma MoldovaConnected, che è stato ideato per rafforzare la sicurezza e l'autonomia energetica della Moldavia collegando le infrastrutture energetiche locali ed europee. Nei prossimi anni sono previsti investimenti per 220 milioni di dollari per migliorare la stabilità della rete elettrica del Paese e aumentare le opportunità di generazione domestica utilizzando risorse energetiche rinnovabili. La rete di trasmissione della Moldavia è attualmente collegata all'Ucraina (1,25-1,5 GW di capacità di importazione) e alla Romania (150-200 MW in modalità insulare grazie a due diversi sistemi).



Terna e APG inaugurano una nuova interconnessione elettrica Italia-Austria

Gli operatori del sistema di trasmissione italiano e austriaco Terna e Austrian Power Grid (APG) hanno inaugurato un nuovo interconnettore ad alta tensione da 220 kV, che collega la sottostazione di APG a Nauders (Austria meridionale) con la sottostazione TERNA di Glorenza. La linea del Passo di Resia, da 170 milioni di euro, corre per 27 km sotto le Alpi e ha una capacità di 300 MW. Prima dell'inaugurazione della nuova linea, l'Austria aveva interconnessioni con l'Italia che raggiungevano i 200 MW in import e 490 MW in export (fine 2023).

L'Italia dà il via libera al progetto di interconnessione Italia-Tunisia ELMED



Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha autorizzato la realizzazione dell'interconnessione elettrica ELMED, che collegherà l'Italia e la Tunisia. La linea di trasmissione elettrica da 600 MW sarà caratterizzata da un cavo sottomarino in corrente continua ad alta tensione (HVDC) lungo 200 km, installato a una profondità massima di 800 m. La lunghezza totale dell'interconnessione sarà di 220 km.

Il progetto da 850 milioni di euro sarà realizzato dal TSO italiano Terna e dal TSO tunisino STEG. Sarà il primo progetto di interconnessione elettrica tra Europa e Nord Africa. Nel dicembre 2022, la Commissione europea, attraverso il programma di finanziamento Connecting Europe Facility (CEF), ha assegnato 307 milioni di euro in finanziamenti per il progetto ELMED.

Kazakistan, Azerbaigian e Uzbekistan firmano un accordo per connettere le loro reti elettriche

I ministeri dell'Energia del Kazakistan, dell'Azerbaigian e dell'Uzbekistan hanno firmato un accordo per l'interconnessione delle reti energetiche dei tre paesi. Il memorandum di cooperazione mira a determinare i termini della cooperazione per il progetto di collegamento dei sistemi energetici di Azerbaigian, Kazakistan e Uzbekistan.

Una componente chiave del piano prevede lo studio della fattibilità della posa di un cavo ad alta tensione lungo il fondale marino del Mar Caspio insieme a progetti in altri territori. Il progetto mira a ottimizzare il commercio di energia verde tra i tre paesi e la vendita di energia rinnovabile ai paesi dell'UE.



EMISSIONI CO₂

L'Australia investe 15 miliardi di dollari in settori chiave per raggiungere l'obiettivo zero emissioni

Il governo australiano ha annunciato un pacchetto di misure *Future Made in Australia*, da 15 miliardi di dollari USA per far diventare il paese una superpotenza di energia rinnovabile e di raggiungere zero emissioni nette di gas serra entro il 2050. Il programma mira a identificare le industrie prioritarie, contribuire a investire nella produzione nazionale e nelle energie rinnovabili per ridurre la dipendenza da fornitori esteri per le tecnologie chiave.

Il budget 2024-2025 stabilisce un Fondo per l'innovazione *Future Made in Australia* da 1,1 miliardi di dollari USA e offre una proroga di 10 anni dei finanziamenti all'Agenzia australiana per le energie rinnovabili. Il pacchetto espande inoltre il programma *Hydrogen Headstart* di 870 milioni di dollari USA e annuncia incentivi fiscali sulla produzione di idrogeno per rendere commerciale prima la pipeline australiana di progetti sull'idrogeno, per un costo stimato di 4,5 miliardi di dollari nel corso del decennio. Saranno investiti circa 5,9 miliardi di dollari per rafforzare le catene di approvvigionamento dei minerali critici e un miliardo di dollari nella produzione di tecnologie energetiche pulite. Il pacchetto comprende 90 milioni di dollari per dare priorità alle approvazioni di progetti di energia rinnovabile di importanza nazionale, 11,5 milioni di dollari per mobilitare gli investimenti del settore privato in attività sostenibili e 21 milioni di dollari per accelerare il processo di approvazione.

Nel complesso, l'Australia sta sbloccando più di 43 miliardi di dollari di investimenti in capacità rinnovabile attraverso il *Growth Investment Scheme* entro il 2030. Si prevede che questi investimenti daranno impulso alle industrie emergenti di minerali critici e di energia pulita e faciliteranno l'accesso per gli investitori nel settore.

La legge sull'approvvigionamento elettrico svizzero passa al referendum con il 68,7% dei consensi

La legge federale sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico da fonti energetiche rinnovabili è stata approvata dagli elettori svizzeri nel referendum popolare del 9 giugno 2024. La proposta di legge prepara il terreno affinché la Svizzera possa produrre rapidamente più elettricità da fonti energetiche rinnovabili come acqua, sole, vento, e biomassa per consolidare l'indipendenza della propria fornitura di energia elettrica. Con il 68,7% dei consensi, nel gennaio 2025 entrerà in vigore la legge sull'elettricità (La Mantelerlass). La legge prevede strumenti di finanziamento, nuove norme sulla produzione, il trasporto, lo stoccaggio e il consumo di elettricità e mira a semplificare la pianificazione di 16 centrali idroelettriche. Alla fine del 2022, la Svizzera aveva una capacità installata totale di 24 GW, composta da 15,6 GW di idroelettrico, 4,7 GW di solare, 2,9 GW di nucleare e meno di 100 MW di eolico.

Le emissioni di gas serra del Canada sono aumentate dell'1,3% nel 2022 per raggiungere 708 MtCO₂eq

Le emissioni di gas serra (GHG) del Canada sono aumentate dell'1,3% nel 2022 per raggiungere 708 MtCO₂eq (+9,3 MtCO₂eq rispetto al 2021), mentre l'economia del paese si è ripresa dal rallentamento della pandemia di Covid-19. Questa cifra rappresenta una diminuzione del 7,1% (-54 MtCO₂eq) rispetto al 2005, anno di riferimento per l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra del Canada entro il 2030.

Tra il 2021 e il 2022, le emissioni del settore dei trasporti e del settore della combustione commerciale, istituzionale e residenziale sono aumentate rispettivamente del 4,2% (+7,8 MtCO₂eq) e del 5,3% (+3,8 MtCO₂eq), mentre le emissioni derivanti dalla produzione pubblica di elettricità e calore e da fonti fuggitive da petrolio e gas sono diminuiti rispettivamente del 7% (-4,3 MtCO₂eq) e del 2,8% (-2,1 MtCO₂eq).

Il settore della combustione di energia ha rappresentato il 43% delle emissioni totali di gas serra nel 2022 (306 MtCO₂eq), seguito dal settore dei trasporti (28%, 196 MtCO₂eq), fonti fuggitive (11%, 75 MtCO₂eq), agricoltura (7,9%, 56 MtCO₂eq), processi industriali e utilizzo dei prodotti (7,3%, 51 MtCO₂eq) e rifiuti (3,3%, 23 MtCO₂eq). Nel 2022, l'intensità delle emissioni per l'intera economia canadese ha continuato a diminuire. Dal 2005 è diminuito del 30%.

Il Canada mira a ridurre le emissioni di almeno il 40-45% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030, con un livello di emissioni assolute che raggiungerà tra 419 e 462 MtCO₂eq nel 2030. Nel 2021, il paese ha approvato il Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act che sancisce il suo obiettivo 2050. obiettivo zero netto in legge.

La Commissione approva il piano francese da € 4 miliardi per la decarbonizzazione del settore manifatturiero

La Commissione ha approvato uno schema francese da 4 miliardi di euro nell'ambito del Quadro temporaneo di crisi e transizione per sostenere le misure di decarbonizzazione nel settore manifatturiero, compresi investimenti nell'elettrificazione dei processi industriali e investimenti nell'efficienza energetica, per favorire la transizione verso un'economia a zero emissioni nette. L'aiuto assumerà la forma di sovvenzioni dirette fino a un massimo del 30% dei costi di investimento del progetto da parte di imprese attive nel settore manifatturiero.

I progetti di elettrificazione ammissibili devono portare ad una riduzione delle emissioni di gas serra dai processi industriali di almeno il 40% rispetto ad oggi, mentre i progetti di efficienza energetica devono portare ad una riduzione dell'energia consumata nei processi industriali di almeno il 20% rispetto ad oggi. Per gli investimenti relativi ad attività coperte dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS), la riduzione delle emissioni deve essere inferiore ai parametri di riferimento ETS in vigore al momento della concessione dell'aiuto. L'aiuto per beneficiario non supererà il 10% del budget totale e dovrebbe essere concesso entro e non oltre il 31 dicembre 2025.

Gli investimenti devono essere completati entro 36 mesi dalla concessione dell'aiuto e l'aiuto non deve consentire ai beneficiari di aumentare la propria capacità produttiva oltre il 2% rispetto a oggi.

Nel marzo 2023 la Commissione ha adottato un nuovo Quadro temporaneo di crisi e transizione per promuovere misure di sostegno in settori fondamentali per la transizione verso un'economia a zero emissioni nette, in linea con il piano industriale del Green Deal. Il quadro modifica e proroga in parte il Quadro adottato nel marzo 2022, per consentire agli Stati membri di utilizzare la flessibilità prevista dalle norme sugli aiuti di Stato per sostenere l'economia nel contesto della guerra della Russia contro l'Ucraina.

Negli Stati Uniti le emissioni di CO₂ legate all'energia sono diminuite del 3% nel 2023

Secondo il *Rapporto sulle emissioni di anidride carbonica legate all'energia* (US Energy-Related Carbon Dioxide Emissions report) redatto dall'Agenzia per l'Energia degli Stati Uniti, le emissioni di CO₂ sono diminuite del 3% nel 2023. Oltre l'80% della riduzione delle emissioni si è verificato nel settore elettrico, a causa di una minore produzione di energia alimentata a carbone che è stata sostituita da una maggiore produzione di energia da solare e gas naturale. Il cambiamento nel mix di generazione ha ridotto le emissioni di CO₂ del settore elettrico del 7% rispetto al 2022. Anche nei settori residenziale e commerciale si è registrata una diminuzione delle emissioni del 6%, complessivamente (561 Mt), a causa del clima più mite che ha portato a una minore domanda di energia per il riscaldamento e il raffreddamento degli ambienti negli edifici. Nei settori industriale e dei trasporti le emissioni di CO₂ sono rimaste relativamente invariate, con differenze inferiori all'1% rispetto al 2022. Gli Stati Uniti puntano a una riduzione del 50-52% delle emissioni di gas serra nel 2030 rispetto ai livelli del 2005.

Il governo tedesco approva i progetti di legge sulla CCS e sullo sviluppo dell'idrogeno

Il governo tedesco ha approvato due progetti di legge per accelerare l'integrazione rispettivamente della cattura e stoccaggio dell'idrogeno e del carbonio (CCS) nei sistemi energetici e industriali del Paese.

La legge sulla CCS consentirebbe lo stoccaggio di CO₂ sia sotto il fondale marino, sia sulla terraferma, ma solo se gli Stati federali scegliessero di farlo. La riforma, che sarà ora discussa in parlamento, porrebbe effettivamente fine all'attuale divieto tedesco sullo stoccaggio del carbonio. Il Paese stima di dover catturare tra 34 e 73 MtCO₂ all'anno entro il 2045 per raggiungere l'obiettivo di raggiungere la neutralità del carbonio entro quell'anno.

Inoltre, la legge sull'accelerazione dell'idrogeno velocizzerà la costruzione di infrastrutture per l'idrogeno e di impianti di importazione e produzione. Conferirà inoltre alle infrastrutture uno status di "interesse pubblico prevalente", il che significa che le autorità le daranno priorità nel processo di approvazione. Le procedure di autorizzazione saranno semplificate e digitalizzate e i casi legali che contestano progetti sull'idrogeno e valutazioni di impatto ambientale saranno abbreviati.

Le emissioni di gas serra della Turchia sono diminuite del 2,4% nel 2022 a 558,3 MtCO₂eq

Secondo l'autorità statistica del paese, le emissioni di gas serra (GHG) della Turchia sono diminuite del 2,4% nel 2022 per raggiungere 558,3 MtCO₂eq. Le emissioni di gas serra pro capite sono diminuite del 2,9% nel 2022 per raggiungere 6,6 tCO₂eq.

Il settore energetico ha registrato la quota maggiore delle emissioni totali di gas serra con il 71,8% del totale, seguito dal settore agricolo con il 12,8%, dal settore dei processi industriali e dell'uso dei prodotti con il 12,5% e dal settore dei rifiuti con il 2,9%. Le emissioni del settore energetico hanno raggiunto 400,6 MtCO₂eq (-1,4%) nel 2022, le emissioni del settore industriale hanno raggiunto 69,9 MtCO₂eq (-6,4%), le emissioni del settore agricolo hanno raggiunto 71,5 MtCO₂eq (-5,1%) e le emissioni del settore dei rifiuti hanno raggiunto 16,3 MtCO₂eq (+5,5%).

La maggior parte delle emissioni di gas serra erano emissioni di CO₂ (441 Mt), di cui quasi l'87% proveniva dal settore energetico, il 33% dalla produzione di elettricità e calore, il 13% da processi industriali e meno dell'1% da agricoltura e rifiuti.

Nel suo NDC aggiornato (2023), la Turchia si è impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra nel 2030 del 41% al di sotto dello scenario BAU (rispetto al 21% del suo NDC iniziale). Questo taglio limiterebbe le emissioni di gas serra a 695 MtCO₂eq (incluso LULUCF), che corrisponde ancora a un livello superiore di circa il 60% rispetto al livello del 2012.



POLICY

Il Giappone estenderà i suoi sussidi per la benzina fino alla fine del 2024

Il governo giapponese ha annunciato che estenderà i sussidi per la benzina fino alla fine del 2024 e reintrodurrà temporaneamente sgravi sulle bollette durante l'estate. Nell'ottobre 2023, il Giappone aveva già deciso di estendere i sussidi ad aprile 2024 e prevedeva di ridurre il sostegno per le tariffe dell'elettricità e del gas a partire da maggio 2024. Il Giappone ha introdotto l'attuale programma di sussidi per i prezzi del carburante nel gennaio 2022 e il programma per le bollette di elettricità e gas all'inizio del 2023. La conclusione dei due programmi era originariamente prevista per settembre 2023, ma è stata estesa per far fronte ai nuovi aumenti dei prezzi.

Per mitigare l'impatto dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi, il Ministero giapponese del Commercio e dell'Industria (METI) ha stanziato 41 miliardi di dollari per il periodo gennaio 2022-dicembre 2023, oltre a stanziare 21 miliardi di dollari per limitare l'aumento dei prezzi al dettaglio dell'elettricità e del gas cittadino nel corso del 2023, per alleviare l'inflazione.

La Commissione Europea approva il piano ceco per la produzione efficiente di calore ed elettricità



La Commissione europea ha approvato un piano ceco da 3,2 miliardi di euro per sostenere la produzione di elettricità da impianti di cogenerazione (CHP) moderni ad alta efficienza. Si prevede che lo schema, approvato in base alle norme sugli aiuti di Stato dell'UE, compenserà le emissioni di circa 9,3 MtCO₂/anno.

Sono ammissibili tutte le tecnologie e i progetti che consentono la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione ad alta efficienza, ad eccezione di quelli alimentati da combustibili fossili solidi, gasolio e petrolio. Secondo il regime, l'aiuto assumerà la forma di un premio incentivante per ogni MWh di energia elettrica prodotta per una durata di 15 anni. L'importo del bonus viene stabilito tramite gare d'appalto, ad eccezione dei piccoli impianti (fino a 1 MWe) dove l'importo è stabilito amministrativamente dall'Ufficio ceco di regolamentazione dell'energia su base annuale e limitato al deficit di finanziamento. La misura contribuirà all'attuazione del piano nazionale per l'energia e il clima della Repubblica ceca, del Green Deal europeo e degli obiettivi di efficienza energetica dell'UE.

L'UE approva un investimento di 3 miliardi di euro per progetti rinnovabili in 10 Stati membri

L'Unione Europea ha annunciato un investimento di 2,97 miliardi di euro tramite il Fondo per la Modernizzazione dell'Unione per sostenere 39 progetti di energia rinnovabile in 10 Stati membri dell'UE. Questi investimenti sosterranno la modernizzazione dei sistemi energetici, la riduzione delle emissioni di gas serra nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti e il miglioramento dell'efficienza energetica.

Gli Stati membri che beneficiano di questa prima erogazione del 2024 sono la Romania (1,1 miliardi di euro, principalmente per regimi di sostegno tramite contratti per differenza per la produzione di energia rinnovabile), la Repubblica ceca (835 milioni di euro, per il sostegno alle famiglie per l'acquisizione e l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici), Polonia (697,5 milioni di euro, principalmente per l'ammodernamento delle infrastrutture di tariffazione dei trasporti pesanti), Ungheria (77 milioni di euro), Bulgaria (65 milioni di euro), Lituania (59 milioni di euro), Croazia (52 milioni di euro), Slovacchia (35 milioni di euro), Lettonia (27 milioni di euro) ed Estonia (24 milioni di euro). I progetti finanziati si concentrano sulla generazione di energia elettrica rinnovabile, sull'uso e sulla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, sulla modernizzazione delle reti energetiche e sull'efficienza energetica.

Si tratta del più grande esborso finora effettuato tramite il Fondo per la modernizzazione, portando la spesa totale a 12,65 miliardi di euro da gennaio 2021. Questi investimenti aiutano gli Stati membri a raggiungere i loro obiettivi in materia di clima ed energia e contribuiscono all'obiettivo a lungo termine dell'UE di raggiungere la neutralità climatica entro 2050.

La Commissione UE raccomanda a Bulgaria e Polonia di aumentare le ambizioni del PNEC

I piani nazionali per l'energia e il clima (PNEC) sono strumenti chiave per raggiungere gli obiettivi energetici e climatici per il 2030, delineando i contributi nazionali e le misure chiave da adottare a livello nazionale in modo che i paesi dell'UE possano rispettare gli impegni assunti. I paesi dell'UE sono tenuti a presentare i propri PNEC aggiornati in via definitiva entro il 30 giugno 2024, tenendo conto delle raccomandazioni della Commissione e delle valutazioni individuali.

La Commissione UE ha chiuso nel dicembre 2023 le procedure di infrazione contro Bulgaria e Polonia per la mancata presentazione dei loro PNEC e dopo aver ricevuto i piani ha raccomandato ai due paesi di aumentare le proprie ambizioni in linea con gli obiettivi concordati dall'UE per il 2030. La Commissione ha anche valutato che l'impatto di tutti i progetti di PNEC degli Stati membri dell'UE non sono ancora sufficienti per ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, come richiesto dalla legislazione "Fit for 55".

L'Austria rimane l'unico paese dell'UE a non aver ancora presentato il progetto PNEC aggiornato.

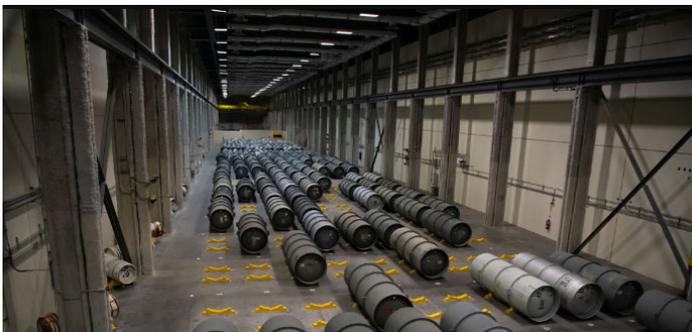
Il JERA giapponese investirà 32 miliardi di dollari entro il 2035 in energie rinnovabili, GNL e idrogeno

L'azienda elettrica giapponese JERA ha annunciato che investirà 5.000 miliardi di yen (32,4 miliardi di dollari) entro il 2035 nello sviluppo di energie rinnovabili, GNL, idrogeno e ammoniaca. Entro l'anno fiscale 2035, JERA punta a oltre 35 Mt di volumi annuali di transazioni di GNL, 20 GW di capacità di energia rinnovabile e 7 Mt di idrogeno e ammoniaca.

Ognuna di queste aree riceverebbe tra 1.000 e 2.000 miliardi di yen (6,4-12,9 miliardi di dollari) in investimenti nel corso del decennio. L'azienda prevede inoltre di ridurre le proprie emissioni di almeno il 60% rispetto ai livelli del 2013 e di raggiungere lo zero netto nel 2050, in linea con l'obiettivo nazionale del Giappone. Inoltre, JERA prevede di eliminare gradualmente l'inefficiente energia termica alimentata a carbone entro l'anno fiscale 2030 e di convertire tutte le altre fonti di energia alimentate a carbone in ammoniaca entro il 2040 per eliminare completamente il carbone.

JERA è il più grande produttore di energia in Giappone con 61 GW di capacità alimentata a carbone, petrolio e gas in Giappone e 10 GW all'estero e vendite di 255 TWh nell'anno fiscale 2022.

Gli Stati Uniti approvano la legislazione per vietare le importazioni di uranio arricchito russo



Il governo degli Stati Uniti ha approvato la legislazione per vietare le importazioni di uranio russo.

La legge "Prohibiting Russian Uranium Imports Act" vieterà l'importazione negli Stati Uniti di uranio a basso arricchimento (LEU) prodotto in Russia od ottenuto indirettamente da un produttore collegato con la produzione di uranio russo, per bloccare ogni possibilità di eludere le restrizioni del divieto.

Alla fine di aprile 2024, il Senato degli Stati Uniti ha approvato la misura con consenso unanime, dopo che il disegno di legge era stato approvato dalla Camera dei Rappresentanti nel dicembre 2023.

La legge sblocca i fondi mettendo a disposizione 2,7 miliardi di dollari per lo sviluppo dell'industria nazionale di lavorazione dell'uranio degli Stati Uniti.

Tuttavia, il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti può revocare questo divieto se non è disponibile alcuna fonte alternativa valida di LEU per sostenere il funzionamento continuato di un reattore nucleare. Secondo la US Energy Information Administration (EIA), nel 2022 le centrali nucleari statunitensi hanno importato circa il 12% del loro uranio dalla Russia.

Il Qatar svela la sua strategia energetica e punta a 4 GW di nuova capacità rinnovabile entro il 2030

La Qatar General Electricity and Water Corporation (Kahramaa) ha presentato la Strategia energetica nazionale del Qatar, in base alla quale il Paese punta al 18% di energia rinnovabile nel mix energetico entro il 2030 (dall'attuale 5%). La nuova strategia energetica mira ad aggiungere 4 GW di nuova capacità di energia rinnovabile su larga scala entro il 2030, con particolare attenzione al solare fotovoltaico.

La strategia mira inoltre ad aggiungere fino a circa 200 MW di generazione solare distribuita entro il 2030 per consentire una produzione di energia più localizzata e ridurre la pressione sulle infrastrutture di rete centralizzate. Inoltre, secondo la strategia, la quota di produzione termoelettrica CCGT dovrebbe scendere dall'attuale 80% a circa il 72%.

Il restante 10% proverrebbe dalla capacità di interconnessione, dalle rinnovabili convenzionali e di piccola scala.

Alla fine del 2022, il Qatar aveva circa 805 MW di capacità solare installata, ma non aveva ancora iniziato a produrre elettricità dal solare, poiché l'intera produzione di energia del paese proveniva ancora da centrali elettriche a gas. Il paese ha oltre 800 MW di progetti solari in fase di sviluppo.

Gli Stati Uniti stabiliscono nuove regole per ridurre l'inquinamento delle centrali elettriche alimentate a combustibili fossili

L'Environmental Protection Agency degli Stati Uniti ha annunciato una serie di regole finali per ridurre l'inquinamento provocato dalle centrali termoelettriche e migliorare la salute pubblica senza interrompere la fornitura affidabile di elettricità. Si prevede che le norme ridurranno in modo significativo l'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo causato dal settore energetico, collaborando con i processi di pianificazione del settore energetico, fornendo tempistiche di conformità che consentano alle società elettriche di pianificare per soddisfare la domanda di elettricità riducendo al contempo l'inquinamento pericoloso.

L'insieme di norme comprende l'obbligo di controllare il 90% dell'inquinamento da carbonio di tutte le centrali elettriche a carbone e delle nuove centrali elettriche a gas che prevedono di funzionare a lungo termine, l'aggiornamento degli standard sulle sostanze tossiche dell'aria e del mercurio (MATS) per le centrali elettriche alimentate a carbone (restringendo del 67% lo standard sulle emissioni di metalli tossici e finalizzando una riduzione del 70% dello standard sulle emissioni di mercurio proveniente da fonti esistenti alimentate a lignite), una riduzione degli inquinanti scaricati attraverso le acque reflue provenienti da centrali elettriche alimentate a carbone e la gestione sicura delle ceneri di carbone depositate in aree non regolamentate a livello federale (comprese le aree di smaltimento precedentemente utilizzate che contaminano le acque sotterranee).

Il governo federale degli Stati Uniti mira a eliminare l'inquinamento da carbonio dal settore elettrico entro il 2035 e dall'intera economia entro il 2050.

Il Consiglio dell'UE adotta il nuovo pacchetto per il mercato del gas e dell'idrogeno

Il Consiglio dell'Unione Europea ha adottato un regolamento e una direttiva che stabiliscono norme comuni sul mercato interno per i gas naturali e rinnovabili e l'idrogeno, oltre a riformare l'attuale legislazione UE sul gas. Il pacchetto stabilisce le regole per l'organizzazione del mercato del gas dell'UE e per lo sviluppo del futuro mercato dell'idrogeno. Contiene norme specifiche per il trasporto, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale e idrogeno, nonché per le infrastrutture dell'idrogeno.

Le nuove regole richiedono una pianificazione della rete integrata e trasparente in tutta l'UE, secondo il principio "l'efficienza energetica prima di tutto". Gli operatori delle reti del gas e dell'idrogeno prepareranno un piano decennale di sviluppo della rete dell'UE. Inoltre, per eliminare gradualmente i combustibili fossili, a partire dal 2049 non verranno più stipulati contratti a lungo termine per il gas fossile. Le nuove norme promuovono lo sviluppo del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio, in particolare dell'idrogeno, in particolare in regioni dell'UE ad alta intensità di carbone e carbonio.

Gli Stati membri prevederanno sconti tariffari e incentivi, al fine di facilitare la loro integrazione di mercato e di sistema, in particolare per il mercato dell'idrogeno. Inoltre, sarà istituito anche un meccanismo volontario per sostenere il mercato dell'idrogeno per cinque anni. Gli Stati membri avranno due anni per adeguare la propria legislazione nazionale alle disposizioni della direttiva.

Questo pacchetto sui mercati dell'idrogeno e del gas decarbonizzato fa parte del pacchetto legislativo europeo Fit for 55 e mira ad aggiornare il regolamento esistente e la direttiva sul gas adottata nel 2009.

La Commissione Europea approva il piano di ripresa modificato da 1,15 miliardi di euro dell'Irlanda

La Commissione europea ha approvato il piano modificato di ripresa e resilienza (RRP) da 1,15 miliardi di euro dell'Irlanda, che comprende un capitolo REPowerEU e copre 11 riforme e 19 investimenti. Inoltre, la Commissione ha approvato una valutazione preliminare positiva della prima richiesta di pagamento dell'Irlanda per 324 milioni di euro nell'ambito del dispositivo per la ripresa e la resilienza.

Il piano modificato dell'Irlanda ha stanziato il 50,2% dei fondi per sostenere gli obiettivi climatici. Con sei nuove misure sull'azione per il clima, il contributo totale al clima sale a 580 milioni di euro. Il piano comprende in particolare riforme e investimenti nel campo della decarbonizzazione, dell'efficienza energetica degli edifici pubblici, dei trasporti sostenibili, del ripristino delle torbiere e della tassazione del carbonio.

Il Recovery and Resilience Facility (RRF) è il programma di sostegno finanziario dell'UE in risposta alle sfide che il Covid-19 ha posto all'economia europea. È il fulcro di NextGenerationEU, uno strumento di ripresa temporanea che consente alla

Il Consiglio UE approva le regole aggiornate per la riforma del mercato elettrico

Il Consiglio dell'UE ha adottato le regole aggiornate per la riforma del mercato elettrico per renderlo meno dipendente dalla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili. Le norme promuovono l'uso di contratti di acquisto di energia (PPA), contratti per differenza (CfD), oltre ad altre misure per creare un cuscinetto tra i mercati e le bollette elettriche pagate dai consumatori.

Le nuove regole mirano a promuovere gli investimenti nelle energie rinnovabili nell'ambito dei PPA riducendo la burocrazia e gli oneri inutili e consentendo la creazione di sistemi di garanzia per fornire stabilità a clienti e investitori. I CfD e gli schemi equivalenti (per nuovi impianti di generazione basati sull'energia eolica, solare, geotermica, idroelettrica ad acqua fluente ed energia nucleare) sono rafforzati per proteggere i produttori di energia con una remunerazione minima che garantisca la loro operatività e una reazione efficiente ai cambiamenti del mercato, richiedendo in cambio di investire i ricavi in eccesso ottenuti durante i periodi di prezzi elevati per ridurre i costi dell'elettricità per i clienti finali o di utilizzarli per sviluppare le reti di distribuzione. In base a queste nuove regole, il Consiglio acquisisce anche il potere di dichiarare una crisi, su proposta della Commissione, in caso di prezzi molto elevati nei mercati dell'elettricità all'ingrosso, o se si verifica un forte aumento dei prezzi al dettaglio dell'elettricità.

La riforma del mercato elettrico è la risposta a lungo termine dell'UE alla crisi energetica vissuta nel 2022. La riforma è stata presentata per la prima volta dalla Commissione europea nel marzo 2023 e modifica la regolamentazione sull'energia elettrica del 2019 e le direttive sull'energia elettrica del 2018-2019, nonché il regolamento sulla protezione contro la manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT).



Commissione di raccogliere fondi per contribuire a riparare i danni economici e sociali causati dalla pandemia di Covid-19. Per beneficiare dei 724 miliardi di euro dello strumento, gli Stati membri presentano piani di ripresa e resilienza alla Commissione europea, definendo le riforme e gli investimenti che intendono attuare entro la fine del 2026.



Gruppo FS ed Eni firmano lettera d'intento per la transizione energetica



Sviluppare iniziative congiunte per accelerare la transizione energetica verso nuove fonti di energia. È l'obiettivo principale della lettera d'intenti firmata a Roma dal Gruppo FS Italiane e da Eni. La collaborazione tra i due gruppi industriali prevede di identificare nuove opportunità nell'ambito dei trasporti, dell'energia e dei materiali attraverso studi di fattibilità, analisi e sperimentazioni di soluzioni tecnologiche innovative.

L'utilizzo dei biocarburanti sui treni e sugli autobus rientra a pieno in questa strategia. Il Gruppo FS ed Eni dal luglio 2023 hanno avviato una sperimentazione per l'uso del biocarburante HVO in purezza, in sostituzione del diesel, utilizzando anche i treni ibridi Blues di Trenitalia di ultimissima generazione in servizio in Calabria. HVolution, il biocarburante da fonti rinnovabili (ai sensi della Direttiva UE RED II) di Enilive, può contribuire alla riduzione fino all'80% delle emissioni di CO₂eq (calcolate lungo l'intera catena del valore del prodotto, in base alla materia prima utilizzata, rispetto al mix fossile di riferimento).

Nel dettaglio, FS ed Eni si impegnano a collaborare per identificare e sviluppare nuove opportunità, come l'utilizzo di combustibili alternativi per i trasporti, soluzioni di logistica intermodale, best practice di efficientamento energetico. Tra i punti dell'accordo anche la definizione di regolamenti, metodologie e standard tecnici e la sperimentazione di nuove tecnologie legate alla sostenibilità e all'economia circolare.



Itabus viaggia con biocarburante al 100% da materie prime rinnovabili



La flotta Itabus viaggia in Italia con il biocarburante diesel HVolution di Enilive. È quanto si apprende da una nota di Eni.

L'intesa segue quella sottoscritta dalle due società nel 2021 e ha l'obiettivo di sviluppare e valorizzare l'impegno congiunto di Itabus e Enilive per una mobilità più sostenibile. Prevede il rifornimento e l'utilizzo, da parte dei 100 mezzi Itabus dedicati al trasporto passeggeri in Italia, del diesel HVolution, il biocarburante diesel di Enilive al 100% da materie prime rinnovabili (ai sensi della Direttiva europea sulle energie rinnovabili). Prodotto nelle bioraffinerie Enilive di Venezia e Gela prevalentemente da scarti, come gli oli esausti da cucina e i grassi animali, e da residui provenienti dall'industria agrolimentare, HVolution è un olio vegetale idrogenato che può essere utilizzato da tutte le motorizzazioni omologate. È disponibile in oltre 1.000 stazioni di servizio Enilive.

Itabus, con la sua flotta di 100 bus di ultimissima generazione, fa della sostenibilità uno dei pilastri del proprio progetto. La società ad oggi serve 14 regioni, offrendo 500 partenze ogni giorno da oltre 85 città italiane. Grandi centri, snodi infrastrutturali strategici (come stazioni Alta Velocità e aeroporti), piccoli borghi e località turistiche sono collegati quotidianamente.

Enel, perfezionata partnership con Sosteneo

Enel Italia ha perfezionato la cessione a Sosteneo Energy Transition 1, per 1,1 miliardi di euro, della quota di minoranza pari al 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys S.r.l., società costituita per la realizzazione e la gestione di un portafoglio di progetti destinati ai servizi regolati di capacità, nello specifico:

- 23 progetti di stoccaggio di energia a batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS) per una capacità totale pari a 1,7 GW;
- 3 progetti di rifacimento di impianti a gas a ciclo aperto (Open Cycle Gas Turbines, OCGT) per una capacità totale pari a 0,9 GW.

È quanto si apprende da un comunicato di Enel.

L'operazione è in linea con il modello di "Partnership" delineato nel Piano Strategico 2024-2026 del Gruppo Enel, con la finalità di mantenere il controllo degli asset strategici e massimizzare la produttività e i ritorni sul capitale investito.

Il fotovoltaico cresce in tutta Italia



I dati di Terna confermano che tra gennaio e giugno di quest'anno in Italia la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha superato quella da fonti fossili per la prima volta in assoluto, segnando un +27,3 per cento rispetto allo stesso periodo del 2023. È quanto riferisce il Corriere della Sera.

A dare l'impulso è stata soprattutto l'energia idroelettrica (grazie anche alle precipitazioni al nord della penisola). Nel primo trimestre del 2024 anche il fotovoltaico ha fatto registrare una crescita progressiva su tutto il territorio italiano.

Operativa nel primo trimestre 2025 la seconda Fsrù di Snam



Acquistata da Snam a luglio del 2022, la BW Singapore, come l'Italis Lng in esercizio a Piombino, ha una capacità di rigassificazione annua di 5 miliardi di metri cubi.

Con la sua entrata in esercizio la capacità di rigassificazione complessiva italiana salirà a 28 miliardi di metri cubi all'anno, un volume corrispondente a circa il 45% della domanda nazionale di gas del 2023. Una cifra uguale a quanto importato dalla Russia nel 2021 e, come tale, capace di consolidare la sicurezza degli approvvigionamenti del nostro Paese. Obiettivo a cui Snam sta continuando a lavorare con ulteriori progetti.

L'Italia ha importato circa 17 miliardi di metri cubi di GNL nel 2023 (circa il 28% delle importazioni totali di gas del Paese durante quell'anno).

Edison cede Edison Stoccaggio a Snam puntando sulla transizione energetica



Edison ha annunciato di aver siglato l'accordo per la cessione del 100% di Edison Stoccaggio, per un controvalore di circa 560 milioni di euro, al Gruppo Snam, società attiva nel mercato regolato del gas in Italia, che ne sosterrà lo sviluppo nel lungo termine. L'operazione consente a Edison la congrua valorizzazione dell'asset per un valore fino a 630 milioni di euro – considerati il controvalore e il verificarsi di specifiche clausole di earn out e di pagamento della ticking fee maturata –, risorse che saranno destinate allo sviluppo delle attività a basse emissioni di CO₂.

A Edison Stoccaggio fanno capo tre impianti di stoccaggio di gas naturale: Cellino (TE), Collalto (TV) e San Potito e Cotignola (RA) per una capacità complessiva pari a circa 1 miliardo di metri cubi all'anno.

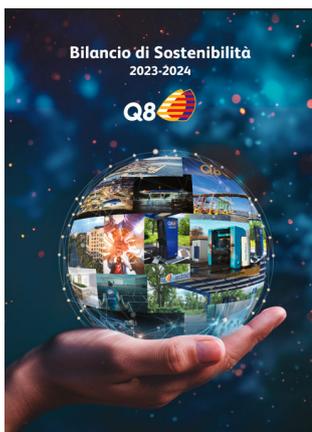
Il piano strategico di Edison al 2030 prevede investimenti per circa 10 miliardi di euro, di cui l'85% in linea con i Sustainable Development Goals (SDG's) dell'Organizzazione delle Nazioni Unite, così ripartiti: circa 5 miliardi di euro dedicati allo sviluppo delle fonti rinnovabili, circa 1 miliardo ai sistemi di flessibilità, circa 2,5 miliardi ai servizi energetici per la decarbonizzazione dei consumi, e circa 1-2 miliardi di euro alle Attività gas e alla crescita del portafoglio clienti.

L'obiettivo è di raddoppiare l'EBITDA di Edison in una forchetta tra 2 e 2,2 miliardi di euro al 2030 rispetto a 1,1 miliardi di euro nel 2022, attraverso un significativo cambiamento del portafoglio industriale, che porterà le attività a emissioni dirette nulle o quasi nulle a rappresentare il 70% dell'EBITDA rispetto alla media dell'ultimo triennio pari al 35%. In particolare, Edison punta ad abbattere il proprio fattore di emissione di CO₂ da 293 grammi per chilowattora al 2022 a 190 grammi per chilowattora al 2030 e fino a 50 grammi per chilowattora al 2040, riducendo in parallelo le emissioni assolute.

Con questa acquisizione, Snam raggiungerà una capacità totale di circa 18 miliardi di metri cubi (inclusi 4,5 miliardi di metri cubi di riserve strategiche), ovvero oltre il 17% dell'intera capacità di stoccaggio del gas dell'UE, su un totale di 12 siti di stoccaggio in funzione situati principalmente nel centro e nel nord Italia. L'accordo di vendita è in linea con il piano strategico di Edison al 2030, che mira allo sviluppo delle capacità rinnovabili mantenendo al contempo la sicurezza dell'approvvigionamento di gas dell'Italia attraverso lo sviluppo del gas verde.

Q8 pubblica il Bilancio di Sostenibilità 2023-2024

100% dell'energia elettrica utilizzata proveniente da fonti rinnovabili certificate, investimenti strategici nella filiera dei carburanti biogenici, stazioni di servizi altamente tecnologiche - veri e propri hub di energie e servizi -, assunzione di più di 50 giovani con un media di 28 anni d'età, generazione di più del doppio degli investimenti in valore sociale: questi alcuni dei risultati rendicontati e certificati nel report



Roma, 01 agosto 2024 – In linea con la strategia di lungo termine del Gruppo Q8 di essere un energy player affidabile e responsabile in grado di garantire una mobilità sostenibile e smart, Q8 Italia presenta il Bilancio di Sostenibilità 2023-2024 riferito all'anno fiscale chiuso al 31 marzo 2024 per illustrare le iniziative realizzate nelle aree ESG (Environmental, Social, Governance), coerenti con gli obiettivi di sviluppo sostenibile approvati dall'ONU.

Environmental

Con l'obiettivo di minimizzare il proprio impatto ambientale, l'Azienda ha acquistato il 100% dell'elettricità utilizzata da fonti rinnovabili certificate. Ha, inoltre, diminuito i propri consumi energetici del 12,8% anche grazie all'utilizzo di tutte le migliori e più innovative tecnologie, e continuato il trend pluriennale di riduzione delle emissioni. Grazie ai circa 90 impianti dotati di colonnine di ricarica elettrica sulla rete stradale e autostradale sono state effettuate 100.000 ricariche per un totale di circa 2 milioni di kWh nell'anno di riferimento.

Strategica per la catena di fornitura la partnership con Open-es, l'iniziativa di sistema che coinvolge tutte le imprese in un percorso comune di miglioramento e crescita sulle performance di sostenibilità piattaforma per lo sviluppo sostenibile.

Conclusasi tra marzo e giugno 2024 l'acquisizione del 50% del capitale sociale di Eco Fox S.r.l., primario operatore nel settore dei carburanti di origine biogenica, che ha consentito al gruppo Q8 di entrare come produttore nella filiera dei biocarburanti liquidi sostenibili, che già oggi apportano un contributo concreto alla decarbonizzazione del settore trasporti. E la diversificazione del mix energetico si riflette nella rete di oltre 2.800 punti con un'offerta "multi-energy": dai carburanti tradizionali e prestazionali (Q8 Hi Perform Diesel e Q8 Hi Perform 100 Ottani), a quelli alternativi come il Q8 HVO +, GPL, il gas naturale liquefatto e compresso (GNL e GNC) fino alla ricarica per veicoli elettrici. Una rete proiettata verso la sostenibilità, anche grazie agli ingenti investimenti per l'implementazione di soluzioni utili a ridurre emissioni e consumi.

Social

Rilevanti i risultati raggiunti nell'area Social: Q8 ha continuato ad investire sul proprio capitale umano, vero fattore competitivo dell'Azienda, assumendo tra l'altro, di più di 50 giovani con un media di 28 anni d'età. Oltre ai consolidati e diversificati corsi di formazione, ha coinvolto, con 50 ore di lezione, circa 600 persone in un percorso formativo sulle tematiche di sostenibilità e trasformazione digitale.

L'attenzione alle persone è testimoniata dalla introduzione e dal continuo rinnovamento delle politiche di welfare e di well-being quale fulcro della People Care Strategy, garantita da numerosi presidi ed iniziative per un benessere generale in cui si intersecano il benessere fisico e psicologico con benessere sociale, finanziario e lavorativo della persona. Costituisce un ulteriore elemento di particolare rilievo di questo approccio la recente introduzione della Job Sustainable Guide che contiene i principi guida concreti per promuovere un ambiente di lavoro sano, piacevole e inclusivo, consentendo alle persone di esprimere al meglio il proprio potenziale individuale.

Convinta che l'impresa debba svolgere il proprio ruolo sociale e di stimolo culturale, Q8 ha sostenuto molteplici progetti per il territorio, per alcuni dei quali ha potuto avvalersi anche della disponibilità dei dipendenti che, grazie al volontariato aziendale, hanno scelto di svolgere attività di solidarietà, contribuendo alla creazione di valore sociale ed al rafforzamento delle relazioni con la comunità.

Per analizzare in modo indipendente il valore sociale generato da alcune delle iniziative realizzate è stata condotta un'analisi da parte di un ente indipendente che, tramite la metodologia SROI (Social Return on Investment) e dalla Teoria del Cambiamento, ha valutato come per ogni euro investito da Q8 sia stato generato più del doppio del valore in beneficio sociale (€ 1 = € 2,39).

Governance

In linea con il principio di business etico e responsabile, l'Azienda ha continuato a garantire l'adeguatezza dei propri assetti alla natura e alle dimensioni dell'impresa, integrando al rispetto delle norme l'adozione di politiche e procedure efficaci, linee guida consolidate e best practice, tralasciando anche quest'anno zero casi di corruzione, violazioni antitrust e privacy dei clienti.

Inoltre, in virtù del costante impegno profuso per il territorio in cui opera, il valore economico distribuito nell'anno corrente da Q8 risulta essere oltre 15 miliardi di euro, di cui il 37% è stato destinato alla Pubblica Amministrazione rappresentato per larga parte dalle accise per oltre 5.5 miliardi di euro.

Sempre nell'area Governance, strategico il ruolo dell'innovazione e della digital transformation per una data-driven company come Q8 in cui vi è una cultura centrata sulla gestione dei dati quale pilastro strategico del business e non mero fattore tecnico abilitante. Tecnologia all'avanguardia applicata anche alla rete di vendita moderna e connessa: gli impianti sono dotati di infrastrutture innovative e brevettate per l'integrale virtualizzazione e gestione da remoto di tutti i sistemi di controllo delle stazioni di servizio, a garanzia di elevati standard di sicurezza e di qualità dei servizi.

"Sono davvero orgoglioso – ha dichiarato Bashar Al Awadhi, Amministratore Delegato di Q8 Italia - di come l'Azienda, anche quest'anno, abbiamo fornito il proprio contributo ai fattori ESG (Environment, Social, Governance) integrati in tutte le proprie strategie di business. Q8 Italia è convintamente impegnata – ha continuato Al Awadhi - per la realizzazione di una just transition: una transizione verso un'economia ambientalmente più sostenibile che sia anche equa ed inclusiva, garantendo sicurezza e benessere sociale alla società in tutte le sue componenti anche più fragili."

Il Report è disponibile sul sito: www.Q8.it

La missione dell'AIEE è di svolgere un'attività di ricerca ed informazione costituendo un forum interdisciplinare per lo scambio di idee, esperienze e conoscenze tra professionisti interessati al settore dell'economia dell'energia, fornendo un sistema di comunicazione professionale tra i suoi soci.

In questo contesto, la responsabilità delle dichiarazioni, delle informazioni e dei dati riportati negli articoli pubblicati nella newsletter Energia ed Economia è riconducibile unicamente agli autori medesimi. Nessuna responsabilità può essere attribuita alla redazione della rivista. In caso di diffusione di materiali, dati, informazioni, dichiarazioni, omissioni considerate erronee o in qualche modo implicate in illeciti di varia natura. La redazione può rimuovere dal sito materiali che possano essere considerati in qualche modo lesivi di diritti di terzi; a tal fine chiunque riscontri la pubblicazione di materiali che in qualche modo possono essere ritenuti offensivi o lesivi dei propri o di altrui interessi è pregato di segnalarlo all'indirizzo:

assaiee@aiee.it

E' vietato duplicare, inoltrare o diffondere ad altri la newsletter riservata ai soci AIEE,
"Bollettino Energia ed Economia" in versione pdf., integrale o parziale,
o cedere la propria password di accesso,
senza essere espressamente e personalmente autorizzato dall'AIEE.

Energia ed Economia

Bollettino di Informazione per i Soci dell'A.I.E.E. - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
Associazione senza scopo di lucro che riunisce coloro che si occupano di problemi riguardanti l'energia
Stampato in proprio presso la sede in Roma, Viale Parioli 10, 00197

Direttore Responsabile: Giovanni Battista Zorzoli - Direzione: Carlo Di Primio
Redazione: Anka Serbu, Antonella Donia, Gianluca Carrino
Registrazione del Tribunale di Roma n° 225/2001 dell' 8 giugno 2001