ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

AIEE

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 05/2023

Energia ed Economia

Stop al mercato tutelato, l'Italia colma il ritardo
Intervista con Matteo Di Castelnuovo, Presidente AIEE, di Davide Ripamonti (pag. 1)

Approfondimenti

COP 28: avanti nella battaglia sul clima (pag. 3)
di Patrizia Marin

Transizione difficile (pag. 5)
di Vittorio D'Ermo e Delia Battistelli

Gli scontri valutari inaspriscono il commercio petrolifero tra la Russia e l'Asia (pag. 7)
(Reuters - *Elena Fabrichnaya, Nidhi Verma, Dmitry Zhdannikov*)

Previsioni del prezzo del carbonio nell'ambito dell'EU ETS (pag. 9)
Enerdata - *Gabin Mantulet, Aurélien Peffen, Sylvain Cail*

Osservatorio energia AIEE (pag. 14)

Il consumo e i prezzi del petrolio tornano al trend

Notizie dal mondo (pag. 15)

Notizie dall'Italia (pag. 29)

Stop al mercato tutelato, l'Italia colma il ritardo

Intervista con Matteo Di Castelnuovo, Presidente AIEE

di Davide Ripamonti

Prima il gas e poi l'energia elettrica cesseranno dal 2024 la loro condizione di beni tutelati dall'authority e saranno governati solo dalle leggi di mercato. come avviene praticamente ovunque e con probabili vantaggi.

Liberalizzazioni, ovvero lo spauracchio. In Italia è così, simili in questo ai cugini francesi ma molto distanti dai paesi anglosassoni e da quelli nordici in particolare, dove il libero mercato non spaventa, anzi è visto come un'opportunità.
Dal 2024 (gennaio per il gas, aprile per l'energia elettrica) termina anche nel nostro paese l'era del mercato tutelato per gli utenti privati e si passa a quello libero per tutti o quasi, con l'eccezione di alcune fasce deboli e per questo protette.
Una decisione già rimandata più volte ma che adesso, anche per la spinta pressante dell'Unione Europea, pare definitivamente presa. Ma che cosa cambierà in concreto per il mercato e per i consumatori? Ne parla in questa intervista
Matteo Di Castelnuovo, SDA Bocconi Associate Professor in Energy Economics presso l'ateneo di via Sarfatti e Presidente dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia - AIEE.

L'ora X è vicina, il mercato tutelato per il gas e l'energia elettrica ha le ore contate. Si chiude forse questa vicenda, anche se i timori nell'opinione pubblica sembrano maggiori rispetto alle speranze di chi guarda con fiducia a questa transizione per certi versi epocale.

Mi sento di dire che le paure sono ingiustificate e che la fine del mercato tutelato sia una cosa positiva. Nel 2022, per esempio, chi aveva già optato per il mercato libero ha speso meno di chi è rimasto nel tutelato. In generale, ci sono due ragioni per le quali le tariffe possono crescere: la prima è l'aumento del costo della materia prima (ma allora crescono anche i prezzi sul mercato tutelato), la seconda porterebbe a un problema di concorrenza, il che vorrebbe dire che l'Authority non ha vigilato, ma la ritengo una possibilità molto remota.

Un provvedimento che arriva con anni di ritardo. Ci fa il riassunto della vicenda?

L'iter di liberalizzazione del mercato è stato avviato nel 1999 e nel 2007, con il Decreto Bersani bis, si è avuta la completa liberalizzazione del mercato energetico, aprendolo a nuovi fornitori e permettendo agli utenti di scegliere liberamente il proprio fornitore. Il quadro regolatorio prevedeva però un periodo di coesistenza del mercato libero e di quello regolato per permettere ai consumatori di effettuare un passaggio graduale e agevole. La fine del servizio di maggior tutela è stata più volte rimandata, ma adesso dovremmo esserci

Per quali motivi si è atteso così tanto?

Perché questa vicenda è stata strumentalizzata politicamente per l'idea malsana di proteggere il consumatore. In realtà, anche con la fine del servizio di maggior tutela le fasce deboli saranno protette, mentre, come dicevo prima, non mi aspetto chissà quali rincari delle tariffe. Bisognerebbe guardare a quanto accaduto nella telefonia, per esempio. L'unica vera decisione un po' delicata sarà: prezzo fisso o variabile? Un po' come accade per i mutui.

Come fare a orientarsi nella scelta dei propri fornitori? Quali sono i parametri da guardare?

Il portale dell'Arera riporta tantissime opzioni. E conoscendo la serietà con cui opera la nostra authority posso affermare che siano state attentamente testate. Stiamo parlando di circa 600 realtà per il gas e 500 per l'energia elettrica, che sono sia aziende conosciute del settore, sia realtà microscopiche e sconosciute ai più, sia grandi player, come per esempio Poste Italiane e Wind, che non hanno propri asset di produzione. La prima cosa che dobbiamo chiederci è se vogliamo solo la materia prima, cioè il gas e l'energia elettrica, o anche alcuni servizi aggiuntivi che molte aziende propongono. Poi, anche in base a questo, effettuare la propria scelta facendo bene attenzione alle clausole del contratto.

C'è chi sostiene che se importassimo meno dall'estero le tariffe sarebbero più basse. E' corretto?

No, per niente. Intanto bisogna distinguere: il gas dobbiamo importarlo perché non l'abbiamo, per quanto riguarda l'energia elettrica importiamo circa il 15% del nostro fabbisogno e in alcuni momenti addirittura la esportiamo. L'energia elettrica è neutrale e si va prendere dove costa meno, se costa meno in Italia la prendo in Italia, se costa meno dal reattore nucleare francese la prendo lì, se il reattore nucleare è bloccato o c'è congestione sulle interconnessioni o qualche altro fenomeno, devo prenderne di più da un'altra centrale.

Tornando alla scelta del fornitore a cui affidarsi, ci sono considerazioni diverse da fare per gas ed energia elettrica? Il tema gas spaventa molto perché richiama subito quello del riscaldamento domestico cui siamo tutti molto sensibili. Ma in generale direi di no, le considerazioni sono le stesse e soprattutto teniamo presente che le aziende consigliate dall'Arera hanno tutte sostenuto severi test e hanno dimostrato di avere la competenza, anche finanziaria, e le garanzie bancarie per poter operare in un mercato ad altissima volatilità. Va posta attenzione al costo del kilowatt ora, alla durata del contratto e in generale mi sento di sconsigliare quegli operatori, di solito intermediari, che attuano una strategia telefonica molto aggressiva. Un consiglio generale è che cambiare fornitore, se lo facessimo in tanti, porterebbe a una pressione verso il basso e a tariffe più convenienti. Per sdrammatizzare, però, voglio citare uno dei maggiori esperti di politica dell'energia al mondo, **Dieter Helm**, della University of Oxford, che sostiene che ci siano modi migliori di trascorrere le proprie serate che non quello di passare ore a cercare il proprio fornitore di energia.

Ha toccato prima il tema delle centrali nucleari. Quelle di quarta generazione, in particolare, producono energia a costi molto bassi. Può essere la soluzione?

Il tema nucleare è delicato perché polarizza molto le posizioni. Ci sono motivazioni economiche che spingerebbero in quella direzione, ma guidate sempre dalle scelte politiche. Per quanto mi riguarda, posso affermare che non si tratterebbe di una scelta economica che emerge dalle dinamiche di mercato. Il problema più grande è la tempistica, che non è compatibile con quanto ci viene richiesto dall'emergenza climatica e dagli impegni che abbiamo assunto in questo senso, soprattutto per un paese nel quale non bastano sette anni per impiantare una pala eolica. E poi i costi, che sarebbero altissimi e lunghi da ammortizzare, considerando anche che abbiamo smantellato l'intera filiera.

COP 28: avanti nella battaglia sul clima

di Patrizia Marin

Fiumi di parole su questa edizione della COP, la COP28 di Dubai, dove un accordo importante -"Il consenso degli Emirati Arabi Uniti"- è stato raggiunto da 198 parti partecipanti, delineando un'ambiziosa agenda climatica volta a mantenere a portata di mano l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale a 1,5°C.

Nel suo discorso di chiusura, Sultan Al Jaber, il Presidente della COP28, ha dichiarato: "Il mondo aveva bisogno di trovare una nuova strada. Seguendo la nostra Stella Polare, abbiamo trovato quella strada. Abbiamo lavorato molto duramente per garantire un futuro migliore alle persone e al nostro pianeta. Dovremmo essere orgogliosi del nostro risultato storico." Il Dr. Al Jaber ha sottolineato l'inclusività di questa COP, riunendo voci diverse provenienti dal settore privato e pubblico, dalla società civile, dai leader religiosi, dai giovani e dalle popolazioni indigene. Il Consenso degli Emirati Arabi Uniti è un documento completo che chiede una transizione dai combustibili fossili per raggiungere lo zero netto entro il 2050. Incoraggia le parti a presentare contributi determinati a livello nazionale a livello economico e fissa obiettivi specifici, tra cui triplicare le energie rinnovabili e raddoppiare l'efficienza energetica entro il 2030. L'accordo apre inoltre la strada a una nuova architettura per la finanza climatica e crea slancio verso un futuro sostenibile.

Nell'ambito dell'"Agenda d'azione" della presidenza della COP28, sono stati compiuti passi coraggiosi e decisivi nei quattro pilastri dell'accordo di Parigi: accelerare una transizione energetica giusta, fissare i finanziamenti per il clima, concentrarsi sulle persone e sulla natura e promuovere l'inclusività nell'azione per il clima. Il processo COP28 ha mobilitato la cifra senza precedenti di 85 miliardi di dollari in finanziamenti per l'azione per il clima. I principali risultati ottenuti nell'ambito dell'agenda d'azione includono il lancio di ALTÉRRA, un veicolo finanziario privato catalitico da 30 miliardi di dollari da parte degli Emirati Arabi Uniti, con l'obiettivo di mobilitare 250 miliardi di dollari per l'azione globale sul clima. Inoltre, la COP28 ha visto l'approvazione della "Dichiarazione COP28 degli Emirati Arabi Uniti su agricoltura, alimentazione e clima" da parte di 158 paesi, incorporando l'agricoltura e i sistemi alimentari sostenibili nelle risposte ai cambiamenti climatici.
La "Dichiarazione COP28 degli Emirati Arabi Uniti su clima e salute", approvata da 144 paesi, accelera lo sviluppo di sistemi sanitari resilienti ai cambiamenti climatici, sostenibili ed equi. Il Global Decarbonization Accelerator (GDA) ha introdotto iniziative come il Global Renewables and Energy Efficiency Pledge e la Carta per la decarbonizzazione del petrolio e del gas.

Al di fuori del bilancio globale, la COP28 ha prodotto risultati negoziati storici, tra cui l'operazionalizzazione di perdite e danni, la garanzia di 792 milioni di dollari in impegni iniziali, il progresso dell'Obiettivo globale sull'adattamento (GGA) e l'istituzionalizzazione del ruolo del Campione del clima giovanile. Al Jaber ha riaffermato la natura equilibrata dei risultati della COP28, affrontando emissioni, adattamento, finanza globale, perdite e danni. Questo consenso senza precedenti riflette l'impegno verso l'inclusione, la collaborazione e la determinazione ad accelerare l'azione globale per il clima.

Con la conclusione della COP28, l'attenzione si sposta ora sul

garantire che gli accordi siano attuati e seguiti alla COP29 e alla COP30. La Presidenza della COP28 ha firmato un accordo con il Brasile, paese ospitante della COP30, per approfondire la collaborazione e aumentare le ambizioni climatiche, collaborando con l'Azerbaigian, paese ospitante della COP29, per garantire ambiziosi piani d'azione aggiornati sul clima in questo decennio critico. La COP28 ha creato un precedente per le future conferenze, fornendo un piano per un'azione climatica ambiziosa e inclusiva su scala globale.
La presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen, soddisfatta: "Accolgo con favore la conclusione positiva della Conferenza delle Nazioni Unite sul clima COP28 e il primo bilancio globale dell'accordo di Parigi".

Anche la nostra Primo Ministro Giorgia Meloni ha dichiarato che l'Italia contribuirà al fondo 'Loss and damage' per i paesi più vulnerabili con 100 milioni di euro.

"Occorre dedicare risorse adeguate al nesso clima-sistemi alimentari", ha detto Meloni, ribadendo che "questo è uno degli obiettivi del Fondo italiano per il clima da 4 miliardi di euro, di cui il 70% sarà destinato ai Paesi africani. Stiamo inoltre contribuendo al fondo 'Loss and damage' con 100 milioni di euro per contribuire a raggiungere gli obiettivi di questa COP28". Siamo impegnati anche nell'incolumità alimentare: la nostra sfida è non solo garantire alimenti per tutti ma assicurare alimenti sani per tutti. La produzione alimentare non va considerata "come sopravvivenza" ma "mezzo per una vita sana". La ricerca "è essenziale" ma "non per produrre alimenti in laboratorio, magari andando verso un mondo in cui i ricchi possono mangiare alimenti naturali e ai poveri vanno quelli sintetici, con un impatto sulla salute che non possiamo prevedere, non è il mondo che voglio vedere".

A concludere il pensiero del nostro Ministro dell'Ambiente, Pichetto Fratin: "la sicurezza alimentare e il cambiamento climatico sono collegati. Dall'Italia dieci milioni per gli investimenti nei Paesi in via di sviluppo. La sicurezza alimentare e il cambiamento climatico sono strettamente collegati. Insieme ai nostri partner, stiamo portando avanti la riflessione, con iniziative concrete volte a rafforzare i nostri sistemi alimentari e renderli più sostenibili, resilienti e produttivi".

Transizione difficile

di Vittorio D'Ermo e Delia Battistelli

La domanda di energia in Italia nei primi nove mesi del 2023 in calo per maggiore efficienza ma anche per ridotta crescita economica. Il processo di diversificazione registra un limitato progresso: le fonti fossili hanno infatti ancora soddisfatto il 68,6% del totale, mentre l'apporto delle rinnovabili è salito al 24,7% e le importazioni di elettricità al 6,7%.

Il 2023 si va delineando come un anno di crescenti difficoltà, dove alle tensioni legate al conflitto tra Russia e Ucraina, sempre lontano da una soluzione, si sono aggiunte quelle sul piano economico e finanziario, che hanno portato a politiche restrittive per frenare le tensioni inflazionistiche non ancora sopite, ed infine quelle legate alla nuova drammatica crisi del Medio Oriente.

I prezzi internazionali dell'energia, anche se tornati a livelli inferiori a quelli record del 2022, sono rimasti comunque a livelli tali da continuare a mettere in difficoltà consumatori finali ed imprese.

Il PIL In Italia, dopo un positivo avvio nel primo trimestre, ha poi incontrato crescenti difficoltà sino a lasciare intravedere per l'intero anno una crescita inferiore all'1%; in questo contesto la domanda di energia nei primi nove mesi presenta una variazione negativa del 2,8% non attribuibile esclusivamente all'aumento di efficienza del sistema ma anche alle crescenti difficoltà di molte attività *energy intensive* condizionate dai prezzi dell'energia, tra l'altro più elevati di quelli degli altri paesi europei.

Questa condizione di disagio trova anche conferma nella contrazione della domanda di elettricità nella misura del 4,0% in contrasto con le aspettative di un forte aumento della quota elettrica sui consumi finali.

Nei primi nove mesi il prezzo del Brent è stato pari a 80,7 $/b contro i 104,6 dello stesso periodo del 2022, ma ben distante dai 67,9 dello stesso periodo del 2021; il prezzo del gas quotato all'Hub olandese TTF Brent è stato pari a 40,5 €/MWh contro i 132,0 dello stesso periodo del 2022, ma ben lontano dai 30,0 dello stesso periodo del 2021. In altri termini lo shock subito dal sistema a causa della guerra tra Russia e Ucraina e dalle sue conseguenze non è stato ancora riassorbito e continua a pesare negativamente sull'economia.

Per quanto riguarda il ruolo delle varie fonti primarie la domanda di petrolio, dopo il sensibile recupero del 2022, è diminuita dell'1,3% pur migliorando la quota sul totale sino al 34,8%, confermandosi altresì come prima fonte, smentendo gli scenari di rapidissimo declino.

Il sistema petrolifero ha dovuto anche affrontare le conseguenze dell'embargo nei confronti della Russia che ha richiesto un ingente sforzo di adattamento relativamente ai consistenti arrivi di greggi e di prodotti da quel paese.

Gli impieghi di gas sono diminuiti dell'11,3% per effetto di minore richiesta da parte di tutti e tre i principali settori di impiego: quello civile, con una contrazione del 13,5% collegata sia all'effetto prezzo che agli interventi di efficientamento energetico, quello industriale, con una flessione del 7,0%, minore di quella registrata nel 2022, e comunque sempre collegata alla crisi di molti settori energy intensive.

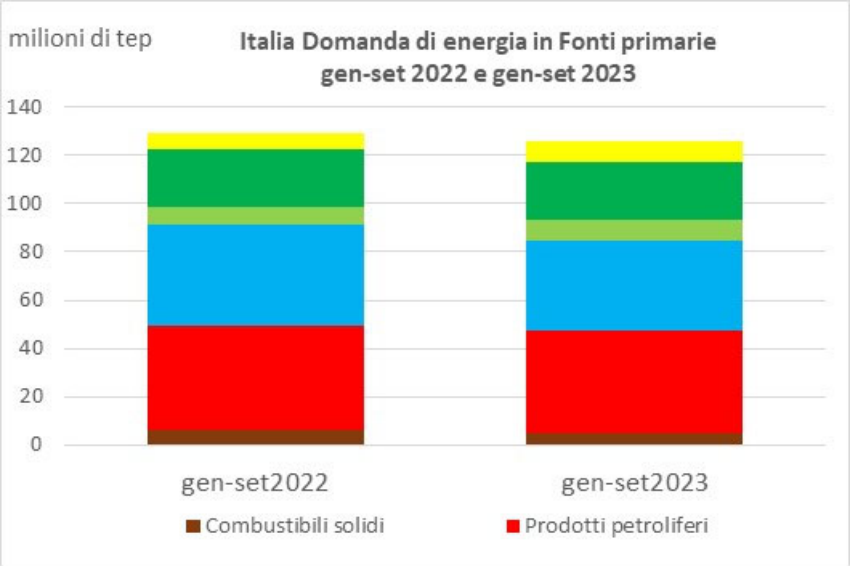
La richiesta per usi termoelettrici è diminuita del 17,8% che si ricollega alla minore richiesta di elettricità sulla rete ed all'au-

mento delle importazioni di elettricità dall'estero.

Il sistema sta affrontando, senza problemi per la continuità delle forniture agli utenti finali, un profondo processo di ristrutturazione degli approvvigionamenti a seguito della esclusione della Russia dal novero dei principali fornitori e con un rilevante aumento del peso del GNL anche grazie alla realizzazione del nuovo terminale di Piombino.

Complessivamente il peso degli idrocarburi si è attestato al 65,0% rispetto al 67,3%, dell'anno precedente, mentre la quota del carbone è passata dal 4,6 al 3,7% anche per le difficoltà della siderurgia.

Per effetto di questi sviluppi il peso delle fonti fossili è sceso dal 71,9% al 68,6% portando anche ad una riduzione delle emissioni di CO_2.



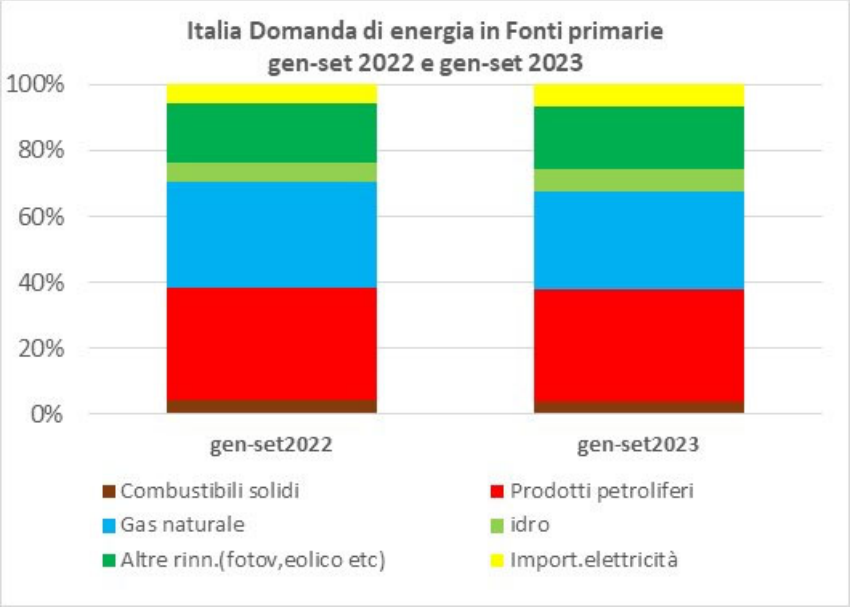
Fonte: elaborazioni su dati MASE, Terna e Snam

L'apporto delle rinnovabili nei primi nove mesi dell'anno risulta ancora deludente rispetto alle aspettative di una rapida crescita, confermate dalla nuova edizione del PNIEC; in realtà, il difficile contesto economico si sta rivelando un grosso ostacolo allo sviluppo accelerato di queste fonti in aggiunta ai problemi di tipo autorizzativo.

L'aumento complessivo del 6,9% è stato determinato da un aumento dell'idroelettrico, che ha recuperato parte del terreno perduto, nella misura del 26,6 % e di un modesto 2,6% nel caso delle fonti innovative a partire da eolico e fotovoltaico.

Complessivamente il peso delle fonti rinnovabili è passato dal 22,5 al 24,7% del totale, molto lontano dall'obiettivo del 30% pur in presenza di una domanda complessiva in riduzione.

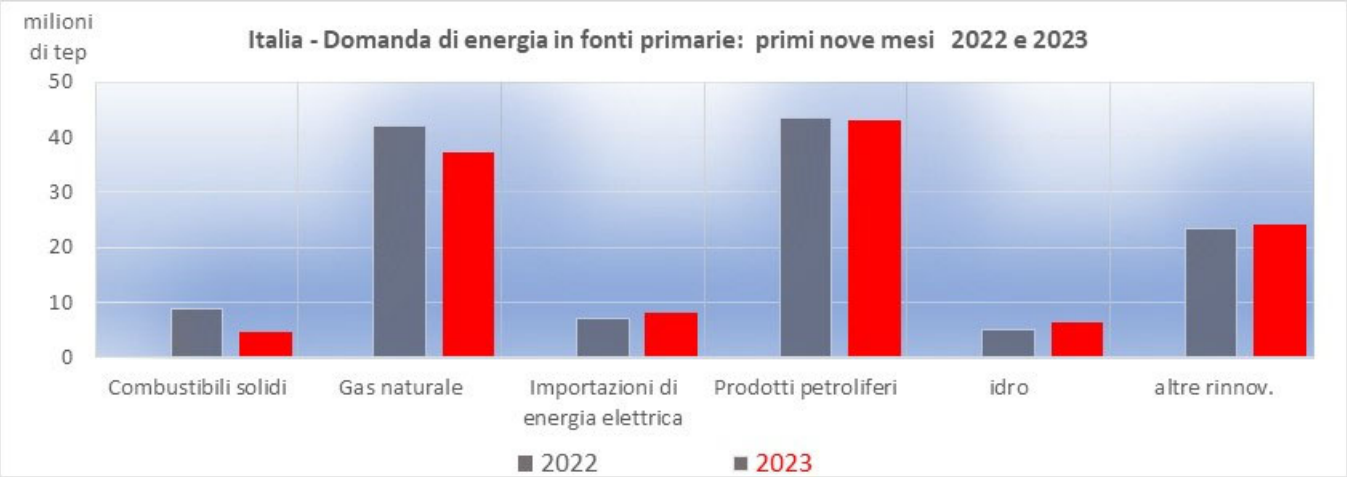
Sono infine aumentate del 14,8% le importazioni di energia elettrica con un aumento del peso sino al 6,7% del totale contribuendo così ad accrescere ancora più la dipendenza energetica dall'estero anche in questo caso in controtendenza con gli obiettivi PNIEC.



Fonte: elaborazioni su dati MASE, Terna e Snam

Per quanto riguarda la domanda di energia dell'intero anno è molto probabile che il 2023 segnerà ancora una riduzione rispetto all'anno precedente e che le rinnovabili non riusciranno a compiere un passo in avanti sostanziale verso i traguardi fissati nel PNIEC.

L'appuntamento è spostato al 2024.



Fonte: elaborazioni su dati MASE, Terna e Snam

Gli scontri valutari inaspriscono il commercio petrolifero tra la Russia e l'Asia

(*Elena Fabrichnaya, Nidhi Verma, Dmitry Zhdannikov,* Reuters)

La Russia, dopo l'imposizione delle sanzioni occidentali a seguito del conflitto in Ucraina, si trova ad affrontare una sfida importante sulle sue rotte commerciali petrolifere più redditizie a causa degli svantaggi del pagamento in valute diverse dal dollaro, senza una soluzione a breve termine.
Per decenni, il dollaro americano è stato la valuta del commercio petrolifero internazionale e gli sforzi per trovare alternative sono stati vanificati dalle difficoltà di conversione, nonché da ostacoli politici.

I problemi sono esplosi quando l'India – che è diventata il più grande acquirente di petrolio russo via mare dopo il ritiro dei clienti europei – ha insistito a luglio di pagare in rupie, provocando quasi un crollo dell'attività commerciale tra i due paesi.
Secondo le fonti, i fornitori di petrolio russi non potevano fare affari in rupie indiane a causa delle indicazioni informali della banca centrale russa che non avrebbe accettato la valuta.

Una fonte vicina alla banca centrale russa ha affermato che ricevere entrate in una valuta non convertibile con poco valore al di fuori dell'India non è accettabile. La Russia ha limitate opportunità di spendere rupie poiché le sue importazioni dall'India sono insignificanti.
Intorno alla metà di agosto, almeno due grandi compagnie petrolifere russe hanno minacciato di deviare verso altre destinazioni una dozzina di petroliere che trasportavano circa un milione di tonnellate di petrolio dirette in India.

Come soluzione temporanea allo scontro che coinvolge gli accordi indiani, i carichi sono stati pagati con una combinazione di yuan cinese, dollaro di Hong Kong come valuta di transizione verso lo yuan e dirham degli Emirati Arabi Uniti, che è ancorato al dollaro statunitense.
Tuttavia, hanno affermato che rimane il problema di trovare una valida alternativa al dollaro e che i problemi riguardano gli acquirenti in Africa, Cina e Turchia, che sono diventati i principali acquirenti del petrolio russo.

Il problema più grande, tuttavia, riguarda l'India che ha acquistato oltre il 60% del petrolio russo trasportato via mare essendo il più grande acquirente di greggio russo dopo la Cina. È probabile che i problemi peggiorino man mano che aumenta il controllo sul commercio. Washington nelle ultime settimane ha imposto delle sanzioni ai proprietari di petroliere che trasportano petrolio russo al di sopra del limite di prezzo occidentale, per la prima volta da quando sono state introdotte.

Da quando sono state imposte alla Russia le sanzioni occidentali, nel febbraio dello scorso anno, Mosca ha abbandonato le transazioni in dollari ed euro, le valute dominanti nel mondo, ed è in gran parte esclusa dal sistema bancario internazionale. Meno del 10% della produzione russa viene venduta in dollari ed euro (circa 9 milioni di barili di petrolio al giorno).

La banca centrale russa non può operare in dollari a causa delle sanzioni. Gli esportatori russi invece teoricamente potrebbero utilizzare la valuta americana, però evitarla ha il vantaggio di rendere più difficile per gli Stati Uniti ed altri

governi occidentali monitorare il loro commercio.
Le alternative, tuttavia, comportano elevati livelli di rischio per entrambe le parti dell'accordo.

Nei primi mesi di quest'anno, secondo fonti commerciali e bancarie, l'India doveva alla Russia circa 40 miliardi di dollari per il petrolio e le altre forniture.
La rupia è diventata un problema. Fare affari in rupie è particolarmente difficile per la Russia.
L'India incoraggia la spesa delle rupie sul suo territorio e ha imposto tassi di cambio punitivi sulla conversione delle rupie in altre valute, che a volte ammontano a oltre il 10% dell'importo convertito. La situazione potrebbe migliorare se la Russia importasse più beni dall'India, pagando in rupie. Invece, l'India ha importato di più dalla Russia, mentre la Russia è stata uno dei principali importatori dalla Cina di automobili, attrezzature e altri beni.

Secondo i dati pubblicati sul sito del ministero del Commercio indiano, le importazioni dell'India dalla Russia hanno raggiunto i 30,4 miliardi di dollari nel periodo aprile-settembre, con un deficit commerciale con Mosca che si è ampliato a 28,4 miliardi di dollari rispetto ai circa 17 miliardi di dollari dello stesso periodo dell'anno scorso.
Il capo della filiale indiana della principale banca statale russa, Sberbank, ha affermato che gli esportatori russi dovranno aiutare l'India ad aumentare le sue esportazioni. Sviluppando delle nuove attività in India si potrebbero creare più opportunità ed aiutare ad aumentare le esportazioni indiane verso la Russia.

La principale raffineria indiana Indian Oil Corp (IOC) sta faticando a saldare alcuni pagamenti, principalmente per l'acquisto del petrolio greggio russo Light Sweet Sokol dal progetto Sakhalin 1 e ha affermato di non essere in grado di pagare le consegne perché la società che fornisce il carico deve ancora aprire un conto in dirham degli Emirati Arabi Uniti per ricevere il pagamento.

Funzionari e dirigenti delle aziende petrolifere russe hanno spinto gli acquirenti indiani a pagare in yuan cinesi, che per la Russia è una valuta più utile.
Per l'India, l'utilizzo della valuta di un concorrente come la Cina è molto delicato, anche se le raffinerie private indiane sono tornate allo yuan a causa della mancanza di altre opzioni dopo lo scontro di inizio anno.

Le raffinerie statali indiane si sono rivolte anche al dirham degli Emirati Arabi Uniti, ma ciò è stato complicato da ulteriori requisiti di compensazione poiché la linea più dura di Washington rende diffidenti gli altri governi. Da ottobre, diverse banche degli Emirati Arabi Uniti hanno rafforzato il controllo sui clienti coinvolti nel commercio di greggio, prodotti petroliferi e materie prime provenienti dalla Russia per garantire il rispetto del limite di prezzo e due banche hanno anche introdotto dichiarazioni di conformità riguardo a questo limite.

Energy Intelligence

Previsioni del prezzo del carbonio nell'ambito dell'EU ETS

Gabin Mantulet, Aurélien Peffen, Sylvain Cail

L'attuale struttura dell'EU ETS è adatta alla profonda decarbonizzazione post-2030?

L'Unione Europea ha fissato ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione per il 2030 e il 2050, supportati da una serie di strumenti politici per incoraggiare vari attori a ridurre le proprie emissioni. Uno di questi strumenti è l'EU Emission Trading System (EU ETS): un mercato sul quale i produttori di energia elettrica e le imprese industriali pagano per le loro emissioni di gas serra, generando così entrate per finanziare la transizione verde dell'UE.
Questo articolo presenta l'attuale struttura del mercato con la Market Stability Reserve (MSR) e una previsione della sua evoluzione, utilizzando il modello POLES di Enerdata. I risultati sollevano alcune domande sul valore dei prezzi del carbonio previsti in futuro e sulla durabilità dell'attuale struttura dell'EU ETS.

1. European Union Emissions Trading System - EU ETS - il Sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra

Struttura del sistema

L'EU ETS opera in tutti gli Stati membri dell'UE più Islanda, Liechtenstein e Norvegia (paesi SEE-EFTA) dal 2005. Copre le emissioni di circa 10.000 impianti nel settore energetico e dell'industria manifatturiera, nonché nel settore dell'aviazione per le compagnie aeree che volano all'interno dell'UE e con voli verso la Svizzera e il Regno Unito, che rappresentano circa il 40% delle emissioni dell'UE.
L'EU ETS opera in più fasi di negoziazione successive. Le prime fasi hanno consentito di avviare il sistema e di stabilirne gradualmente il quadro politico: ottenere un prezzo del carbonio, fissare limiti alle emissioni sempre più vincolanti, scambiare permessi in tutta l'UE, monitorare le emissioni di CO_2 per gli emettitori, aprire il perimetro per coprire emissioni aggiuntive in l'Unione Europea. Nel corso degli anni, ha subito diverse revisioni allineando il sistema agli obiettivi climatici rafforzati dell'UE. Dal 2005, l'EU ETS ha contribuito a ridurre del 37% le emissioni degli impianti elettrici e industriali. Recentemente allineato al pacchetto Fit for 55, il tetto alle emissioni è stato inasprito per ridurre le emissioni coperte dall'EU ETS del 62% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2005.
L'EU ETS funziona secondo il principio "*cap and trade*".
Un tetto è un limite fissato alla quantità totale di gas serra che possono essere emessi dagli impianti e dagli operatori aerei coperti dal sistema entro un anno. Il tetto viene ridotto ogni anno in linea con l'obiettivo climatico dell'UE, garantendo che le emissioni diminuiscano nel tempo.
All'inizio della Fase 3 nel 2013, è stato fissato un tetto globale sulla base della quantità media totale di quote emesse annualmente nella Fase 2 (2008-2012). Nella Fase 3 (2013-2020), tale importo è diminuito annualmente del fattore di riduzione lineare del -1,74% annuo. Il sistema è ora nella sua quarta fase di scambio (2021-2030), con un tetto massimo per il 2021 fissato a 1.572 milioni di tonnellate e una diminuzione annua rafforzata al -2,2% annuo.

La Market Stability Reserve (MSR)

La riserva stabilizzatrice del mercato, la Market Stability Reserve (MSR) è un meccanismo che permette alle quote di adattarsi ai cambiamenti della domanda, in modo da mantenere efficacemente l'equilibrio nel mercato.

La riserva è stata creata alla fine del 2015 per far fronte al grande eccesso di quote di emissioni accumulato nel sistema sin dalla sua creazione, che ha abbassato il prezzo del carbonio e rappresenta quindi un incentivo più debole alla riduzione delle emissioni.
Questo meccanismo viene utilizzato ogni anno per calcolare il numero di quote di emissione disponibili sul mercato.
Se questo numero supera un tetto massimo, il volume dell'asta per quell'anno viene adeguato al ribasso. Al contrario, se è inferiore al valore minimo, alcuni permessi vengono riassegnati dalla riserva.
In pratica, il limite massimo è fissato a 833 $MtCO_2$, e il 24% del surplus dell'anno precedente (12% dopo il 2030) viene assorbito dalla MSR. Il limite inferiore è fissato a 400 $MtCO_2$ e la MSR rilascia 100 $MtCO_2$ di quote, entro il limite di quanto disponibile nella riserva. Tra questi due valori non c'è alcuna azione dell'MSR.
Inoltre, nel periodo 2014-2016 sono state trasferite nella MSR un totale di 900 milioni di quote. In altre parole, il volume dell'asta è stato ridotto di 400 milioni di quote nel 2014, di 300 milioni nel 2015 e di 200 milioni nel 2016 che sono state trasferite nella riserva anziché messe all'asta nel 2019-2020.

L'attività di banking e hedging

Nella progettazione dell'EU ETS vanno presi in considerazione ulteriori aspetti strategici. In primo luogo, la possibilità per alcuni attori di concedere permessi in un sistema *cap-and-trade*. Gli attori hanno la possibilità di accumulare e conservare i permessi per un uso futuro (il banking), prima della fine del periodo di adempimento.
Il settore del banking costituisce una domanda aggiuntiva di quote di CO_2 oltre la necessità delle imprese di coprire le emissioni entro la fine dell'anno in corso
Le imprese hanno un incentivo ad accumulare i permessi, in altre parole a trattenere quote di CO_2 da un anno all'altro se si aspettano ad un aumento futuro dei prezzi del carbonio.
Pertanto, questo sistema del "*banking*" fa che le aspettative sul futuro andamento del mercato si riflettano nei prezzi del carbonio.
Inoltre, alcuni attori potrebbero adottare anche delle strategie di *hedging*. Hanno quindi a disposizione uno strumento operativo in più per garantirsi la stabilità del prezzo finale di vendita o di acquisto dell'energia e coprirsi dal rischio determinato dalla volatilità dei prezzi.
Nell'EU ETS, i produttori di energia possono acquistare quote di CO_2 superiori al loro fabbisogno per coprire le emissioni annuali e utilizzare queste quote negli anni successivi per coprire i prezzi del carbonio se i vincoli saranno più elevati.
La domanda di copertura della CO_2 è gradualmente aumentata dal 2008 perché le aziende elettriche in Europa occidentale non ricevono più quote di CO_2 gratuite a partire dal 2013.

Il Fondo per l'innovazione

Il Fondo per l'innovazione si concentra su tecnologie altamente avanzate e progetti "faro" in Europa che possono portare a significative riduzioni delle emissioni di gas serra.
Il Fondo ha attualmente una disponibilità finanziaria collegata alla vendita all'asta di circa 530 milioni di quote dell'EU ETS per il periodo 2020 - 2030, il cui valore, dato il prezzo medio di mercato della tonnellata di biossido di carbonio (ca. €75/tCO_2) è pari a circa 40 miliardi di euro.
I ricavi percepiti vengono successivamente utilizzati per fornire sostegno a progetti innovativi.

2. Metodologia

L'approccio utilizzato in questo articolo si basa sul modello POLES-Enerdata, un modello di simulazione del sistema energetico globale, con una rappresentazione dettagliata dei meccanismi che operano nei settori del consumo e nell'approvvigionamento energetico, compresa la produzione di energia, nei prezzi dell'energia e nelle emissioni di gas serra associate.
Il modello fornisce una proiezione delle tendenze a lungo termine indotte da specifiche politiche energetiche e climatiche a livello globale, regionale e nazionale.
Il modello è globale e prende in considerazione 66 entità geografiche avendo una sequenza temporale annuale, con un estensione dal 2000 al 2050.
Nel modello POLES-Enerdata, viene fissato un valore del carbonio per incoraggiare gli attori a ridurre le proprie emissioni attraverso costi ambientali aggiuntivi, che rendono i combustibili e le tecnologie inquinanti meno competitivi.

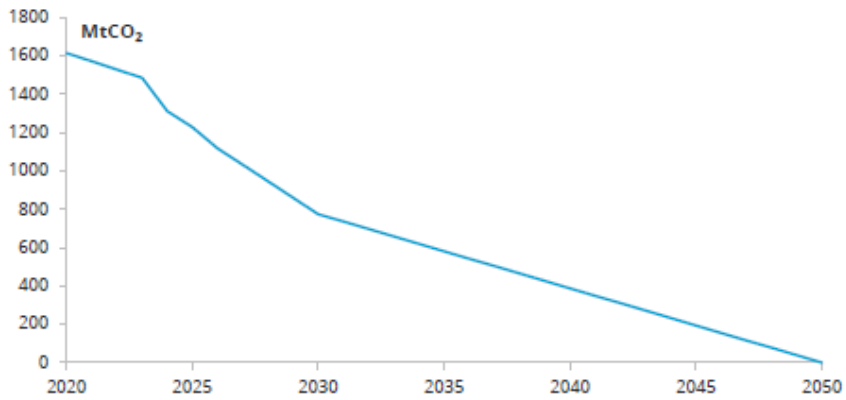
L'EU ETS e la relativa MSR, come descritto in precedenza, sono modellati utilizzando questo parametro proxy che permette di quantificare attraverso un prezzo del carbonio lo sforzo aggiuntivo, rispetto a uno scenario di base, per raggiun-

Il design del Market Stability Reserve (MSR)

Il limite massimo annuale	Fase 4: EU ETS + trasporto aereo + trasporto marittimo nel 2024	
Il Budget di Carbonio con una conformità continua di 5 anni	Gli attori prendono in considerazione la quantità di carbonio a disposizione (quote + surplus + MSR) con un anticipo di 5 anni	
Banking	L'eccedenza può essere trasferita dopo ogni fase e periodo di simulazione	
la traiettoria del limite massimo	Diminuzione nel corso dell'anno per rappresentare il rafforzamento degli obiettivi di ambizione climatica e di emissioni di CO_2	
MSR	cancellazione delle quote	2014-2016 il surplus delle quote che viene trasferito nella riserva MSR + 300 $MtCO_2$ in2019 + 600 $MtCO_2$ in2020
	limite massimo	833 $MtCO_2$
	percentuale di stoccaggio	24% dal 2019 al 2030 - 12% dopo il 2030
	limite inferiore	400 $MtCO_2$
	Destocking ratio	100 $MtCO_2$
	Fondo per l'innovazione	aggiunte al limite massimo 3.9 $MtCO_2$ tra il 2024 e il 2030
Hedging	Rapporto hedging	N+1 = 80% N+2 = 50% N+3 = 10%
	Proiezione delle emissioni	Emissioni dell'anno N utilizzate da N+1 a N+3

gere l'obiettivo del tetto massimo alle emissioni, nei perimetri EU ETS.
L'MSR è analizzato con l'approccio del "*rolling budget*", un "budget scorrevole", dinamico e flessibile, con pianificazione per periodi specifici che vengono rivisti continuamente che può essere adattato ai cambiamenti dell'ambiente finanziario e consente ad essere più reattivi agli eventi imprevisti e ai cambiamenti del mercato. Si considera quindi un intervallo di 5 anni che corrisponde a quanto attualmente riscontrato in letteratura e non sull'intero periodo fino al 2050. In altre parole, le emissioni cumulative dell'EU ETS dell'anno N al N+5 non può essere superiore al budget di carbonio osservato nell'anno N.

Figura 1 - **Ipotesi del tetto massimo EU ETS**



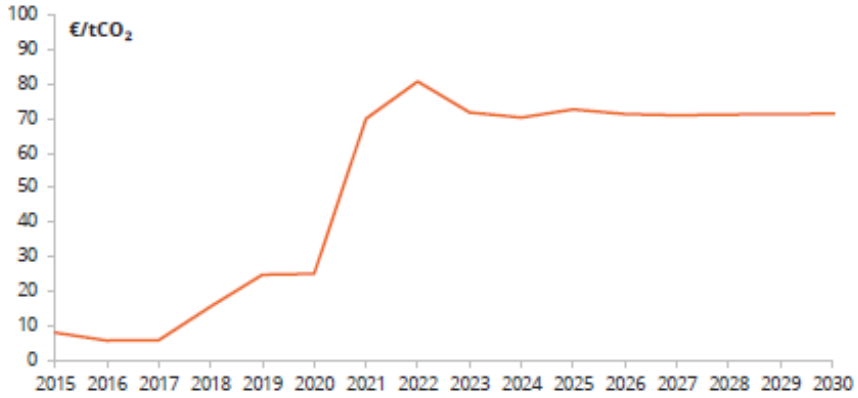
Fonte: Enerdata, POLES model

3. Risultati dello studio

Le premesse e la configurazione dello scenario

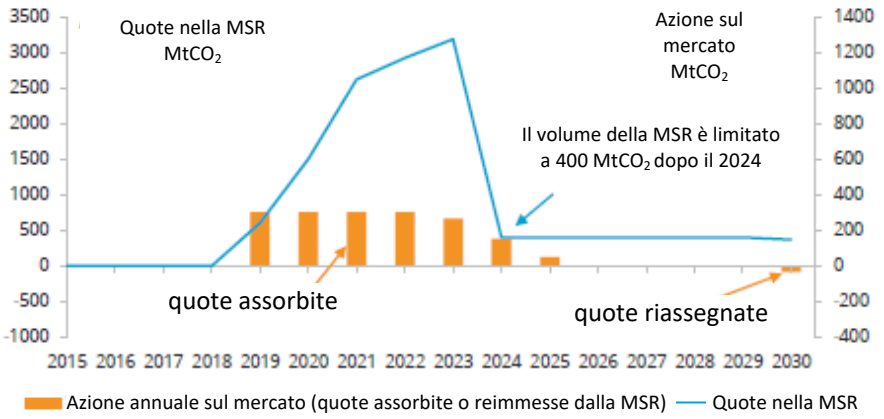
Nel presente studio **EnerBlue1** è considerato lo scenario di riferimento. Bisogna notare che questo scenario è definito dal raggiungimento dei nuovi NDC presentati entro la fine del 2022, che portano ad un aumento della temperatura globale di circa 2,5°C. Pertanto, questo scenario incorpora già un certo livello di ambizione climatica, in particolare a livello dell'UE.
Oltre ai parametri già fissati nella parte 2, viene considerato un ambizioso tetto alle emissioni, che raggiungerà lo 0 nel 2050 (vedi ***Figura 1***).
Questa ipotesi, tuttavia, non è così ambiziosa quanto un limite che scenda linearmente fino a 0 dopo il 2030, il che porterebbe a zero emissioni nette nell'EU ETS intorno al 2040, come previsto in alcuni scenari.

Figura 2 - **Evoluzione del prezzo del carbonio nell'EU ETS fino al 2030**



Fonte: Enerdata, POLES model

Figura 3 - **La riserva MSR fino al 2030**



Fonte: Enerdata, POLES model

Risultati dello scenario

Con la configurazione dello scenario sopra descritta applicando la metodologia POLES, viene calcolata con il modello la seguente traiettoria del prezzo del carbonio.

Stabilizzazione dei prezzi entro il 2030

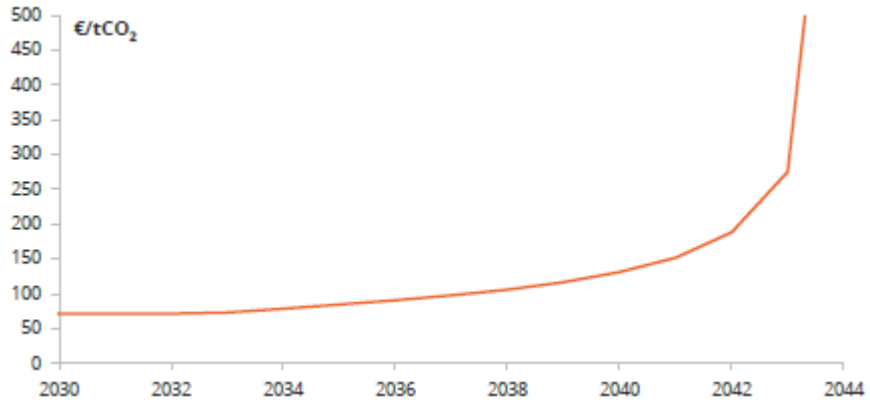
Negli anni 2020, il prezzo del carbonio nell'EU ETS rimane relativamente stabile intorno a 70-75 €/tCO_2. Questa traiettoria, sebbene nell'intervallo più basso dei parametri di riferimento disponibili, è coerente con la letteratura più recente sull'argomento.
La traiettoria stabile del prezzo delle quote nel nostro scenario è spiegata in una certa misura dall'esistenza di altre politiche che promuovono la decarbonizzazione dell'UE entro il 2030.
L'EU ETS agisce come uno dei molteplici strumenti politici e lo sforzo di mitigazione è quindi condiviso su diverse leve: il prezzo dell'EU ETS è uno di questi per il settore energetico e l'industria. I paesi stanno infatti applicando misure normative, nonché incentivi per le tecnologie pulite (ad esempio tariffe feed-in o premi per le fonti energetiche rinnovabili). Pertanto, il prezzo della CO_2 non è l'unico segnale di decarbonizzazione, e quindi non deve necessariamente aumentare entro il 2030 per garantire riduzioni delle emissioni in linea con il limite massimo. Il prezzo delle quote, tuttavia, non scende al di sotto di

70 €/tCO_2, per due ragioni principali. In primo luogo, per ottenere riduzioni sufficienti delle emissioni è necessario un certo livello di prezzo sull'ETS dell'UE: le altre misure in atto ovviamente non sono sufficienti da sole.
In secondo luogo, il meccanismo MSR aiuta a mantenere il prezzo fino al 2025. L'azione della MSR sul mercato e i volumi nella riserva sono mostrati nella ***Figura 3.***

Fino al 2021 sono state aggiunte alla Market Stability Reserve (MSR) le quote rinviate a partire dagli anni 2010 come periodo in eccedenza. Successivamente, si prevede che la riserva continui ad assorbire permessi per mantenere l'EU ETS in un contesto di prezzi relativamente stabile fino al 2025. Ciò impedisce che un'offerta eccessiva di permessi porti al calo dei prezzi e quindi agli investimenti in tecnologie pulite, con il conseguente blocco -negli effetti e nell'inerzia. La MSR svolge quindi correttamente il suo ruolo di meccanismo stabilizzatore sull'EU ETS.

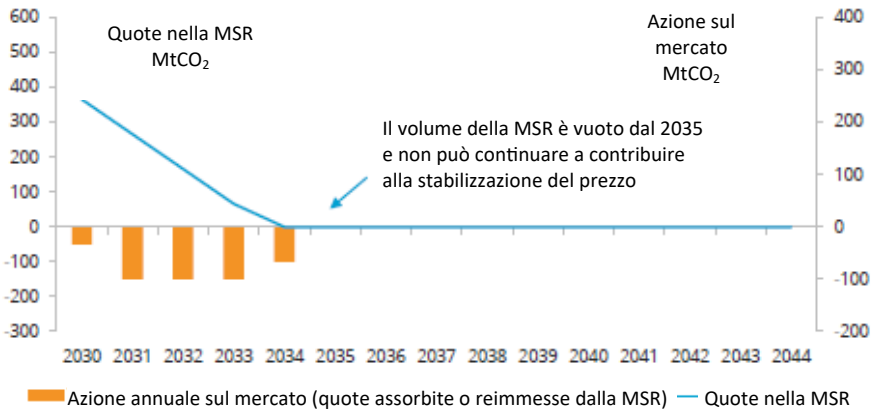
Dopo il 2025, l'adeguamento tra domanda e offerta di quote porta a un segnale di prezzo stabile senza contributo della MSR fino al 2029. Nel 2030, la MSR inizia a reintegrare quote per la prima volta, man mano che il mercato si ristringe come illustrato nella sezione successiva.

Figura 4 - **Evoluzione del prezzo del carbonio nell'EU ETS dopo il 2030**



Fonte: Enerdata, POLES model

Figura 5 - **La riserva MSR dopo il 2030**



Fonte: Enerdata, POLES model

Aumento significativo dei prezzi dopo il 2030

Dopo il 2030, il prezzo dell'EU ETS inizierà ad aumentare gradualmente, raggiungendo circa 130 €/tCO_2 nel 2040. Successivamente salirà rapidamente e supererà i 500 €/tCO_2 nel 2044. La ***Figura 4*** presenta l'evoluzione del prezzo dell'EU ETS dopo il 2030.

Poiché il limite continua a scendere gradualmente fino a livelli bassi dopo il 2030, sono necessari sforzi significativi di decarbonizzazione da parte dei produttori di energia e degli operatori del settore. Poiché gli strumenti sono già stati implementati nel decennio precedente, gli sforzi di riduzione richiesti sono più forti, così come l'importanza dei costi di riduzione da parte dell'industria rispetto a quelli del settore energetico. Come mostrato nella ***Figura 5***, il MSR reimmette sul mercato tutte le sue 400 MtCO_2 tra il 2030 e il 2034, dopodiché non potrà più contribuire a mantenere il prezzo.
Dopo il 2040 il limite si avvicina allo 0 e il mercato diventa particolarmente teso. Una incorretta valutazione da parte degli attori li ha portati a non prevedere l'elevata sfida della decarbonizzazione per questo decennio. Se l'attuale assetto del mercato EU ETS non verrà aggiornato entro quella data, senza alcuna possibile azione da parte dell'MSR (riserva vuota), nel 2044 il prezzo aumenterà fino a superare i 500 €/tCO_2.
Ciò illustra l'inerzia dei sistemi energetici e la necessità di prendere in tempo i giusti provvedimenti per raggiungere una profonda decarbonizzazione nei settori considerati.

I risultati dello studio mostrano quindi che l'attuale sistema raggiungerà i suoi limiti nel decennio del 2040 e che dovrebbe essere pianificata una revisione della sua progettazione – cosa attesa dalla Commissione Europea nei prossimi anni.

Nota: Anche se nello scenario energetico-climatico presentato è stata utilizzata una metodologia solida e affidabile per modellare l'EU ETS, i prezzi del carbonio forniti in questo studio dovrebbero essere considerati tenendo presente l'elevato livello di incertezza che circonda l'EU ETS, soprattutto nell'orizzonte temporale a lungo termine preso in considerazione.
Il modello ci consente di identificare con una certa precisione come si comporterebbe il sistema e prevedere con un buon ordine di grandezza il prezzo del carbonio.

Conclusione

I risultati dello studio mostrano che il prezzo dell'EU ETS potrebbe rimanere relativamente stabile intorno a 70 €/tCO_2 entro il 2030, a causa della sovrapposizione esistente con altri strumenti politici complementari e grazie all'assorbimento delle quote in eccesso da parte della MSR.

Tuttavia, con l'attuale assetto del mercato e della MSR, il prezzo dell'EU ETS salirebbe alle stelle nella prima metà degli anni 2040, se fosse l'unico strumento utilizzato per garantire l'equilibrio tra offerta e domanda di quote, in un contesto di elevati obiettivi climatici e quindi una traiettoria vincolata di limiti alle emissioni. Questa impennata potrebbe infatti verificarsi anche prima, se la Commissione Europea dovesse fissare un limite più stringente per l'assegnazione delle quote rispetto a quello considerato nello studio, il che è una probabilità.

Questi risultati sollevano alcune preoccupazioni sul futuro dell'EU ETS ed evidenziano la necessità di aggiornarne la progettazione in modo da essere compatibile con un ambiente con emissioni di gas serra molto basse nel decennio 2040-2050.
Tra i fattori di ridimensionamento, uno di maggior impatto sarebbe la possibile inclusione delle tecnologie a emissioni negative nell'EU ETS, cosa che ad oggi non avviene. Guardando anche oltre, occorre prevedere anche il ruolo futuro del mercato, una volta che le emissioni di CO_2 saranno prossime allo zero.
Il mercato continuerà ad esistere, per garantire che le emissioni rimangano pari a zero, o sarà sostituito da un altro strumento?

Punti chiave:

- Si prevede che il prezzo dell'EU ETS rimarrà stabile intorno a 70-75 €/tCO_2 entro il 2030, con sforzi di mitigazione attivati anche da altre misure.
- È probabile che il prezzo aumenti negli anni '30, arrivando entro il 2040 fino a circa 130 €/tCO_2 spinto da un contesto di crescente decarbonizzazione.
- La MSR svolge il suo ruolo nel mantenere un segnale di prezzo stabile fino al 2035.
- Secondo i risultati dello studio, il prezzo della CO_2 potrebbe poi salire alle stelle nel 2040, dimostrando la necessità di una revisione della progettazione del sistema a lungo termine.

Enerdata intelligence + consulting

Carbon price forecast under the EU ETS

Il consumo e i prezzi del petrolio tornano al trend

Il consumo globale di petrolio e altri liquidi ha raggiunto un livello record lo scorso anno e si prevede che aumenterà ulteriormente sia nel 2024 che nel 2025, ma ciò non significa necessariamente che i prezzi debbano aumentare per garantire che la domanda sia soddisfatta.
Secondo la Energy Information Administration (EIA) statunitense, il consumo mondiale è stato in media di 101,1 milioni di barili al giorno (b/g) nel 2023, battendo di poco il record pre- pandemico di 101,0 milioni di barili al giorno (b/g) nel 2019.
Si prevede che il consumo aumenterà a una media di 102,5 milioni di barili al giorno nel 2024 e 103,7 milioni di barili al giorno nel 2025, ha affermato l'agenzia, fornendo le sue prime previsioni per il prossimo anno 2024).
Alcuni alti funzionari dell'OPEC+ hanno ripetuto la tradizionale argomentazione secondo cui i prezzi sono abbastanza alti da incoraggiare gli investimenti e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Ma i consumi hanno avuto una tendenza al rialzo per più di un secolo, stabilendo un nuovo massimo negli ultimi 30 anni del periodo 1980-2021.
È probabile che i produttori di petrolio siano in grado di soddisfare la crescita prevista senza esercitare troppa pressione al rialzo sui prezzi:
• La crescita prevista di 1,4 milioni di barili al giorno (+1,4%) nel 2024 e di 1,2 milioni di barili al giorno (+1,2%) nel 2025 sarebbe sostanzialmente in linea con la media dell'1,4% annuo dal 1990.
• I prezzi di riferimento del Brent sono stati in media di 82 dollari al barile nel 2023, quindi sono lontani dalla media dal 2000 (89 dollari) o dal 1990 (73 dollari) se si tiene conto dell'inflazione.
• L'OPEC deteneva una capacità produttiva inutilizzata di oltre 4,3 milioni di barili al giorno alla fine del 2023, rispetto a 2,5 milioni di barili al giorno alla fine del 2022, garantendo che sia sufficiente per far fronte alla maggior parte delle interruzioni delle forniture.
• Le scorte commerciali dell'OCSE ammontavano a fine novembre a 2.856 milioni di barili, in linea con la media stagionale decennale, garantendo inoltre al mercato un adeguato buffer.
Per ora, i trader di petrolio prevedono che nel 2024 l'equilibrio produzione-consumo probabilmente rimarrà soddisfacente con capacità inutilizzata e scorte sufficienti ad assorbire tutti gli shock, tranne quelli più estremi.

Con i rischi del Mar Rosso dopo l'attacco dei militanti Houthi che hanno colpito una nave commerciale di proprietà degli Stati Uniti i problemi per la navigazione continuano a disturbare il commercio globale. Altre petroliere si sono allontanate dal Mar Rosso, aumentando i costi di spedizione e causando ritardi nelle consegne. Nel frattempo, le incertezze economiche globali hanno pesato sul mercato, con la prospettiva di tassi più alti per un periodo più lungo che frenano gli investitori. La Banca Centrale Europea ha riferito che potrebbe essere troppo presto per tagliare i tassi quest'anno, considerando l'inflazione e i rischi geopolitici. I trader hanno anche ridotto le scommesse su riduzioni anticipate dei tassi da parte della Federal Reserve.
A causa delle tensioni in Medio Oriente il petrolio è salito e il dollaro USA si è indebolito prima dei dati chiave sull'inflazione, favorendo le materie prime.

I futures del greggio WTI si sono stabilizzati sopra i 72 dollari al barile mentre il benchmark globale del Brent è andato sopra i 77 dollari al barile innescato dai dati che mostrano un aumento inaspettato delle scorte statunitensi.

Tuttavia, le preoccupazioni per la debolezza della domanda e per un eventuale eccesso di offerta, malgrado i tagli dell'Opec+, mantengono i prezzi all'interno del range tra 75 e 80 dollari in cui si trovano da fine 2023.

GAS NATURALE

La Turchia e l'Algeria estendono il loro accordo di fornitura di gas fino al 2027

La società energetica statale turca BOTAŞ ha firmato un accordo con la compagnia petrolifera e del gas algerina Sonatrach per estendere l'attuale contratto di tre anni di fornitura di GNL, fino al 2027. L'accordo vedrà quindi Sonatrach continuare a fornire 4,4 miliardi di metri cubi/anno di GNL a BOTAŞ. La Turchia e l'Algeria hanno firmato per la prima volta un contratto di fornitura di gas nel 1988, contratto che da allora è stato sempre prorogato. Il contratto esistente sarebbe scaduto nell'ottobre 2024.

Nel 2022, l'Algeria ha prodotto quasi 102 miliardi di metri cubi di gas naturale (3,4% in meno rispetto al 2021) e 13,6 miliardi di metri cubi di GNL (-14%), con riserve accertate che superano i 4.500 miliardi di metri cubi. La Turchia produce molto meno gas (380 mc nel 2022), ma sta attualmente sviluppando un giacimento di gas naturale da 710 miliardi di metri cubi nel Mar Nero per la produzione futura.

La cinese PetroChina firma un accordo per lo sviluppo di un giacimento di gas in Iraq

La Petrochina Halfaya Gas Company (HGC), filiale della compagnia cinese di petrolio e gas PetroChina, e l'irachena South Gas Company (SGC) hanno firmato un contratto per lo sviluppo e la lavorazione del gas naturale proveniente dal giacimento di Nahr Bin Umar, situato vicino a Bassora nel sud dell'Iraq e si prevede che avrà una capacità produttiva di (4,2 milioni di metri cubi/giorno o 1,6 miliardi di metri cubi/anno.

Si prevede che il progetto sarà completato entro 36 mesi e comprenderà la costruzione di impianti di raccolta del gas, serbatoi di stoccaggio e reti di gasdotti per fornire gas alle centrali elettriche. Secondo il ministero del Petrolio iracheno, il progetto potrebbe essere ampliato in seguito per produrre una quantità aggiuntiva da utilizzare per le centrali elettriche nel sud dell'Iraq.

L'Iraq ha prodotto quasi 9,9 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2022. Le riserve accertate di gas del paese ammontavano a 3.714 miliardi di metri cubi (2022).

La Finlandia ammodernerà il gasdotto Balticconnector per aumentare le importazioni dall'Estonia

L'operatore statale finlandese del sistema di trasporto del gas naturale Gasgrid ha annunciato che il gasdotto Balticconnector aumenterà la sua capacità di trasporto del gas tra l'Estonia e la Finlandia entro ottobre 2024.

Il Balticconnector è un gasdotto sottomarino lungo 80 km che collega la Finlandia via Paldiski (Estonia) e Inkoo (Finlandia), è gestito congiuntamente dall'operatore estone del sistema di elettricità e gas Elering e Gasgrid (al 50% ciascuno). Il gasdotto ha una capacità originaria in direzione nord compresa tra 55 e 60 GWh/g in inverno e 65 GWh/g in estate; Gasgrid mira ad aumentare i flussi di gas Estonia-Finlandia a 70,5 GWh/g. Il gasdotto può anche esportare 78 GWh/giorno di gas dalla Finlandia all'Estonia.

Il progetto è in manutenzione dallo scorso ottobre dopo che è stato rilevato un insolito calo di pressione che indicava la presenza di una perdita.

La Grecia ha ospitato l'incontro di fine anno per l'industria globale del GNL

Dai 28 novembre al 1° dicembre 2023 si è svolta ad Atene la 23a edizione del World LNG Summit & Awards, la piattaforma leader per approfondimenti, competenze e analisi affidabili, a supporto della catena globale del valore del GNL, del gas e dell'energia nella regione.

Il vertice è stato promosso dal Ministero dell'Ambiente e dell'Energia greco e ospitato da DEPA Commercial e DESFA. L'evento ha riunito i più alti leader dell'industria del GNL per definire il ruolo critico che il GNL e il gas svolgeranno nel garantire la sicurezza energetica, la stabilità economica e la spinta continua verso la decarbonizzazione.

Il programma ha coperto l'intera catena del valore del GNL in questa fase cruciale della sua evoluzione, con discussioni sulla crescita della domanda in Asia, sul divario di offerta in Europa, sui FID in America e altrove, nonché una panoramica approfondita delle attuali prospettive geopolitiche, aiutando i partecipanti a prendere decisioni informate per definire la loro strategia commerciale per il 2024.

Il World LNG Summit & Awards ha riunito oltre 500 partecipanti e 95 relatori provenienti da 45 paesi.

La Serbia firma un accordo di fornitura di gas con l'Azerbaigian per 400 milioni di metri cubi/anno

I governi serbo e azero hanno firmato un pacchetto di documenti che include un Memorandum of Understanding (MoU) e un accordo sulla vendita di gas tra le rispettive compagnie nazionali del gas, la Compagnia petrolifera statale della Repubblica dell'Azerbaigian (SOCAR) e Srbijagas, per la fornitura di 400 milioni di metri cubi /anno di gas naturale alla Serbia a partire dal 2024. L'accordo mira a incoraggiare la cooperazione tra le due società. Il protocollo d'intesa prevede di sfruttare l'Interconnector Bulgaria-Serbia (il gasdotto di interconnessione del gas Nis-Dimitrovgrad) per trasportare il gas naturale dell'Azerbaigian, un progetto che dovrebbe essere commissionato a breve termine.
Per soddisfare il proprio fabbisogno di gas, la Serbia fa affidamento sulle importazioni dalla Russia attraverso l'Ucraina e l'Ungheria. Nel 2021, le importazioni di gas sono aumentate del 19% a 2,4 miliardi di metri cubi, poiché la Serbia ha iniziato a ricevere gas russo attraverso il ramo bulgaro del gasdotto TurkStream. La quota della Russia nelle importazioni di gas è aumentata dal 65% nel 2020 a quasi il 94% nel 2021.

La Bulgaria revoca le tasse sul transito del gas russo

Il Parlamento bulgaro ha approvato un disegno di legge volto a revocare la tassa sul transito del gas russo, approvando contemporaneamente misure per rafforzare la sua posizione sulle importazioni di petrolio dalla Russia.
A seguito delle sanzioni legate all'invasione russa dell'Ucraina, la Bulgaria aveva adottato un'imposta aggiuntiva di 10 €/MWh sul gas russo che transita dall'Ungheria tramite il gasdotto TurkStream,
La decisione di eliminare l'imposta è stata presa dopo la minaccia dell'Ungheria di impedire alla Bulgaria di aderire all'area Schengen. In seguito a questa decisone l'Ungheria ha annunciato che avrebbe revocato le sue obiezioni.
I legislatori bulgari hanno votato contemporaneamente a favore dell'abbandono dell'esenzione dalle sanzioni dell'UE sulle importazioni di petrolio dalla Russia sei mesi prima del previsto. Pertanto, a partire da marzo 2024, la Bulgaria vieterà tutte le importazioni di petrolio russo, destinate principalmente alla raffineria di Burgas di Lukoil. Alla Bulgaria è stata concessa un'esenzione dall'embargo dell'UE sul greggio russo per consentire alla raffineria di produrre prodotti petroliferi per il consumo interno del paese. L'esenzione avrebbe dovuto durare fino a dicembre 2024, data poi spostata a ottobre 2024. Tuttavia, la Bulgaria aveva già annunciato in precedenza l'intenzione di ridurre la propria dipendenza dal petrolio russo e addirittura di imporre una tassa del 60% sui profitti di Lukoil. La società russa a sua volta ha affermato che sta valutando la possibilità di vendere la raffineria.

PETROLIO

Petrolio in ribasso di oltre l'1% a causa dell'incertezza sul ritardo della riunione dell'OPEC+

I prezzi del petrolio sono scesi di oltre l'1%, estendendo le perdite della sessione precedente, dopo che l'OPEC+ ha rinviato una riunione ministeriale, facendo ipotizzare che i produttori potrebbero tagliare la produzione meno di quanto previsto in precedenza.
I futures del Brent sono scesi di 1,02 dollari (1,2%), a 80,94 dollari al barile, dopo essere crollati fino al 4%. Il greggio statunitense West Texas Intermediate è sceso di 87 centesimi, o dell'1,1%, a 76,23 dollari, dopo essere sceso fino al 5% nella sessione precedente.
Mercoledì, con una mossa a sorpresa, l'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio e i suoi alleati, inclusa la Russia, avevano rinviato al 30 novembre un incontro ministeriale in cui avrebbero dovuto discutere i tagli alla produzione di petrolio.
I produttori – principalmente tre paesi africani – stanno faticando a trovare un accordo sui livelli di produzione e quindi sulle possibili riduzioni in vista dell'incontro originariamente fissato per il 26 novembre, hanno detto fonti dell'OPEC+.
Gli analisti hanno affermato che Angola, Congo e Nigeria stanno cercando di aumentare le proprie quote di fornitura per il 2024 al di sopra dei livelli provvisori concordati nella riunione OPEC+ di giugno.

Otto produttori dell'OPEC+ accettano tagli volontari alla produzione per un totale di 2,2 milioni di barili al giorno

Otto produttori di petrolio dell'OPEC+ hanno concordato di tagliare volontariamente la produzione per un totale di circa 2,2 mbl/g per il primo trimestre del 2024, al fine di sostenere i prezzi e stabilizzare il mercato. In questa cifra è inclusa un'estensione dei tagli volontari sauditi e russi di 1,3 mbl/g: l'Arabia Saudita proseguirà la riduzione di 1 mbl/g decisa nel 2023, mentre la Russia estenderà i suoi tagli (300 mila bl/g di petrolio greggio e 200 kb/g di prodotti raffinati, per un totale di 500 kb/g di petrolio). Altri paesi dell'OPEC ridurranno la loro produzione di petrolio greggio: Iraq di 223 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 Oman di 42 kbps.

Questi tagli volontari sono calcolati a partire dal livello di produzione richiesto per il 2024 concordato nel giugno 2023 e si aggiungono ai tagli precedentemente annunciati nell'aprile 2023 e successivamente prorogati fino alla fine del 2024.

Il Kenya prevede di privatizzare le sue compagnie petrolifere e di oleodotti nazionali

Il Ministero del Tesoro nazionale del Kenya prevede di privatizzare 11 società keniane di proprietà statale, tra cui la National Oil Corporation of Kenya (NOCK) e la Kenya Pipeline Company (KPC). Secondo il Tesoro, la privatizzazione e la ristrutturazione delle imprese dovrebbero aiutare il governo a ottenere entrate aggiuntive, ridurre la domanda di risorse pubbliche da parte delle imprese, migliorare il contesto normativo del paese e incoraggiare la partecipazione del settore privato all'economia. Il Tesoro ha affermato che NOCK non è stata redditizia nonostante un mercato competitivo e che la privatizzazione consentirebbe a NOCK di attrarre investimenti di capitale e competenze del settore privato. Per quanto riguarda KPC, la privatizzazione migliorerebbe l'efficienza e la concorrenza, oltre a offrire una buona opportunità per l'espansione delle infrastrutture degli oleodotti e dei gasdotti verso le regioni non servite del Kenya. Il pubblico keniota ha tempo fino all'11 dicembre 2023 per presentare raccomandazioni sulla vendita prevista. NOCK, attualmente di proprietà statale al 100%, è coinvolta in tutti gli aspetti della catena di approvvigionamento di idrocarburi, coprendo l'esplorazione a monte di petrolio e gas e la commercializzazione a valle dei prodotti petroliferi. KPC, anch'essa attualmente interamente di proprietà statale, fornisce servizi di trasporto, stoccaggio e oleodotti. Gestiva tre oleodotti nel paese per un totale di 420 kb/g e che correvano per quasi 900 km.

L'Angola annuncia l'uscita dal gruppo OPEC+

L'Angola ha annunciato che lascerà il gruppo OPEC+ in seguito alla decisione dell'Organizzazione di tagliare la propria quota di produzione per il 2024. Il Ministero del Petrolio angolano ha affermato che l'OPEC+ non serve più gli interessi del Paese. L'Angola si unisce così agli altri produttori di medie dimensioni, Ecuador e Qatar, che ne sono uscite nell'ultimo decennio.

All'inizio di dicembre 2023, otto produttori di petrolio dell'OPEC+ hanno concordato tagli volontari alla produzione per un totale di circa 2,2 milioni di barili al giorno per il primo trimestre del 2024, al fine di sostenere i prezzi e stabilizzare il mercato. In questa cifra è inclusa un'estensione dei tagli volontari sauditi e russi di 1,3 mbl/g.

Nel 2022, l'Angola ha prodotto più di 55 Mt di petrolio greggio e ne ha esportati più di 51 Mt. Alla fine del 2022 le sue riserve ammontavano a 1.061 Mt.

Finlandia, la raffineria di Porvoo si trasformerà in un impianto dedicato a prodotti rinnovabili e circolari

La società finlandese Neste ha completato lo studio strategico lanciato nel settembre 2022 e sta avviando una graduale trasformazione della sua raffineria di petrolio greggio a Porvoo in un hub leader nella raffinazione di prodotti rinnovabili. Le varie fasi della riconversione richiederanno molteplici decisioni di carattere finanziario da qui al 2030, con un investimento stimato di 2,5 miliardi di euro.

L'azienda prevede che una volta completato il procedimento la capacità rinnovabile dell'impianto a lungo termine sarà di circa 3 milioni di tonnellate di prodotti rinnovabili e circolari e si concentrerà sulla lavorazione di prodotti come i carburanti sostenibili per l'aviazione, il diesel rinnovabile e le materie prime circolari per l'industria chimica. Neste Oyj è una società di raffinazione e commercializzazione del petrolio con sede a Espoo, produce, raffina e commercializza prodotti petroliferi e fornisce servizi di ingegneria.

CARBONE

Gli Stati Uniti, la Repubblica Ceca e il Giappone si impegnano a smettere di costruire centrali elettriche a carbone

Gli Stati Uniti hanno aderito alla Power Past Coal Alliance (PPCA), impegnandosi a non costruire nuove centrali elettriche alimentate a carbone e a eliminare gradualmente quelle già esistenti. Allo stesso tempo hanno aderito al PPCA altri sei paesi: Repubblica Ceca, Cipro, Repubblica Dominicana, Islanda, Norvegia e Kosovo, insieme ai governi subnazionali di Wielkopolska (Polonia) e Taoyuan City (Taiwan).

Il Giappone, pur non avendo aderito al PPCA, ha anche annunciato che smetterà di costruire nuove centrali a carbone che non dispongano di misure di riduzione delle emissioni.

Questi impegni, assunti a margine della COP28, sono significativi, in particolare dal momento che il Giappone e gli Stati Uniti avevano impedito al G7 di fissare una data per l'eliminazione graduale del carbone nell'aprile 2023. Nel 2022, il carbone rappresentava ancora il 21% della capacità installata del Giappone e il 31 % della sua produzione di energia, rispettivamente 17% e 20% per gli Stati Uniti. È significativo anche per la Repubblica Ceca, che è uno dei maggiori consumatori di carbone dell'UE e per la quale il carbone rappresenta ancora il 39% della capacità installata e il 44% della produzione di energia nel 2022.

La Commissione Europea approva l'aiuto di Stato tedesco di € 2,6 miliardi per l'eliminazione del carbone da parte di RWE

La Commissione europea ha approvato un aiuto di Stato tedesco di 2,6 miliardi di euro a sostegno della società energetica RWE, che compenserà l'azienda tedesca per l'eliminazione anticipata delle sue centrali elettriche alimentate a lignite nell'area mineraria renana. L'aiuto di Stato è ritenuto necessario affinché RWE possa eliminare gradualmente le sue centrali elettriche alimentate a lignite, attualmente redditizie, al fine di raggiungere gli obiettivi di protezione ambientale della Germania e di ridurre le emissioni di gas serra (GHG) entro il 2030.

La Germania ha deciso di stipulare accordi con i principali produttori di elettricità a lignite, RWE e Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG), per incoraggiare la chiusura anticipata delle centrali elettriche a lignite. Nel 2021, il Paese ha notificato alla Commissione europea il suo piano di indennizzare questi operatori con 4,35 miliardi di euro: 2,6 miliardi di euro sono stati stanziati per le centrali elettriche a lignite RWE situate nella Renania e 1,75 miliardi di euro per gli impianti LEAG nel Lausitz. La Germania prevede di eliminare gradualmente l'uso del carbone per la produzione di elettricità entro il 2038.

Cina: i progressi nel campo delle energie rinnovabili sono frenati dalla crescita della capacità di carbone

La rapida crescita del settore cinese delle energie rinnovabili per raggiungere gli obiettivi climatici è indebolita dalla continua espansione della capacità di carbone e dal rapido aumento del consumo di energia.

L'ufficio cinese per l'energia ha dichiarato la scorsa settimana che la capacità totale installata di energia solare ha raggiunto i 536 GW in ottobre, in crescita del 47% rispetto all'anno precedente, con anche la capacità eolica in aumento del 15,6% a 404 GW.

Secondo gli studi effettuati dal Centro per la ricerca sull'energia e l'aria pulita (CREA) e la Fondazione Heinrich Böll (HBF) se il tasso di espansione delle energie rinnovabili di quest'anno verrà mantenuto, la Cina è sulla buona strada per portare le emissioni al picco e iniziare a ridurle nei prossimi anni.

Tuttavia, il Paese deve raddoppiare gli sforzi sull'efficienza energetica e trasformare il suo modello di crescita per affrontare l'aumento del consumo di energia, che è ancora allineato con i percorsi di transizione che rispettano gli 1,5 gradi. Secondo CREA-HBF, gli sforzi della Cina sono forse il fattore più importante nella lotta globale contro il cambiamento climatico. Le sue emissioni di anidride carbonica sono di gran lunga le più alte al mondo e sono aumentate nel 2023 a causa della bassa produzione di energia idroelettrica e della ripresa post-COVID dell'economia del paese, afferma il rapporto.

La domanda di energia e materiali derivanti dalla rapida espansione dell'energia pulita e della produzione di veicoli elettrici ha compensato anche il calo delle emissioni causato dal crollo del settore immobiliare, che ha frenato la produzione di cemento e acciaio.

Secondo lo studio, la Cina è "fortemente fuori strada" quando si tratta di controllare la capacità di utilizzo del carbone e anche di raggiungere gli obiettivi di intensità energetica per il 2025.

Ha concesso permessi per 152 GW di nuova energia a carbone dall'inizio del 2022, avviando la costruzione di 92 GW, con una capacità totale destinata ad aumentare del 23% entro il 2030.

RINNOVABILI

Masdar acquisisce otto progetti ibridi eolici e solari in Polonia di 1 GW

La società emiratina di energie rinnovabili Masdar e lo sviluppatore finlandese Taaleri Energia hanno annunciato l'acquisizione di un portafoglio di energie rinnovabili di oltre 1 GW in Polonia. L'accordo comprende otto progetti ibridi solari ed eolici che dovrebbero essere commissionati tra il 2026 e il 2030. Una volta operativi, gli otto progetti, acquisiti dallo sviluppatore polacco Domrel Biuro Uslug Inwestycyjnych, dovrebbero generare energia sufficiente a rifornire circa 223.000 comunità polacche e famiglie, e compensare le emissioni di 1,8 MtCO2/anno.
Sviluppando progetti ibridi solari fotovoltaici ed eolici, Masdar sta sfruttando le recenti modifiche alla legge polacca sull'energia, note come Cable Pooling, che consentono il collegamento di diverse fonti di energia rinnovabile in un'unica connessione alla rete. Si prevede che l'emendamento, entrato in vigore nell'ottobre 2023, aggiungerà circa 25 GW di capacità rinnovabile in Polonia.

Falcon Capital e HDF collaborano a un progetto sull'idrogeno verde da 8 GW in Marocco

La società rinnovabile marocchina Falcon Capital Dakhla ha collaborato con la francese Hydrogène de France (HDF) per co-sviluppare un progetto di produzione di idrogeno verde da 8 GW, supportato da 17 GW di capacità rinnovabile, nella regione di Dakhla, nel sud del Marocco (nella contesa regione del Sahara occidentale).
Il progetto White Dunes da 20 miliardi di MAD (2 miliardi di dollari) includerà l'installazione di 8 GW di elettrolizzatori che saranno alimentati da 10 GW di energia eolica e 7 GW di energia solare fotovoltaica. Il complesso, la cui produzione inizierà entro il 2028, si estenderà su 150.000 ettari nel deserto del Sahara.
Il Marocco punta a raggiungere il 52% di energie rinnovabili nella sua capacità elettrica nel 2030 e l'80% nel suo mix energetico nel 2050 (22% nel 2021).

Secondo un recente studio il solare rappresenterà il 50% dell'energia globale entro il 2050

Un recente studio condotto da ricercatori dell'Institute for Sustainable Resources e dell'Università di Exeter mostra che entro il 2050 l'energia solare potrà costituire più della metà della produzione globale di elettricità, anche senza l'adozione di politiche climatiche più ambiziose. Ciò supera di gran lunga qualsiasi stima precedente: l'IEA World Energy Outlook dello scorso anno prevedeva che il solare avrebbe rappresentato solo il 25% entro il 2050.
Il modello macroeconomico basato sugli ultimi dati tecnologici ed economici da 70 regioni in tutto il mondo indica, tra l'altro, che il costo medio dell'energia solare diminuirà del 60% dal 2020 al 2050, aggiungendosi alla diminuzione di circa il 90% nell'ultimo decennio, analoga a quella registrata sulle batterie tra il 2008 e il 2022. Inoltre, il solare sarà l'opzione più economica in quasi tutte le regioni del mondo entro il 2030. Rimangono peraltro alcuni ostacoli, tra cui il bilanciamento dell'elevata variabilità del solare, la fornitura di minerali fondamentali per la realizzazione dei pannelli e la possibilità di finanziare il solare nelle economie in via di sviluppo.

La Francia prevede di lanciare un'asta eolica offshore da 10 GW nel 2025

La Francia ha annunciato l'intenzione di lanciare una gara d'appalto nel 2025 per l'installazione di 10 GW di parchi eolici offshore. Con l'obiettivo di raggiungere un obiettivo totale di energia eolica offshore di 45 GW entro il 2050, la Francia prevede di assegnare 10 GW di progetti eolici offshore da costruire tra il 2025 e il 2035, intendendo di raggiungere 18 GW di capacità eolica operativa entro il 2035. A partire dal 2023, la Francia ha un totale di 8 GW di offshore in diverse fasi di sviluppo, e il paese ha aggiunto 2,4 GW di capacità eolica nel 2022, rispetto a 1,3 GW/anno tra il 2014 e il 2021. Il governo prevede di investire circa 200 milioni di euro (217 milioni di dollari) per posizionare il paese tra i leader mondiali nell'energia eolica galleggiante.

La Polonia prevede di congelare i prezzi dell'energia e liberalizzare le norme sui parchi eolici nel 2024

Il governo polacco ha annunciato una proposta per congelare i prezzi di elettricità, gas e riscaldamanto nella prima metà del 2024 e per liberalizzare le regole per la costruzione di parchi eolici. Secondo la proposta, i prezzi e i limiti sull'elettricità dovrebbero essere fissati alle stesse tariffe del 2023 con un livello massimo di prezzo di 159 €/MWh per i primi 6 mesi del 2024. La misura avrebbe un costo stimato di € 3,8 miliardi e dovrebbe essere finanziato da un fondo istituito durante la pandemia per mitigare gli effetti della crisi energetica con il contributo delle principali aziende energetiche polacche.

La proposta prevede inoltre di ripristinare l'obbligo, abolito dal governo uscente Diritto e Giustizia (PiS), di scambiare l'energia elettrica sulla borsa energetica del Paese.

Per quanto riguarda l'energia eolica, il disegno di legge propone di ridurre la distanza minima tra una turbina e un'area residenziale da 1.500 ma circa 300 m, a seconda del livello di emissioni sonore prodotte dall'impianto.

La Polonia ha una capacità di potenza installata di 57,6 GW, di cui il 55% costituito da carbone e lignite (a fine 2022). Per il 2030, la Polonia punta al 23% delle energie rinnovabili nel consumo energetico finale e al 32% nella produzione di energia. Nel 2040 l'obiettivo è aumentare la quota di energie rinnovabili nel mix energetico al 51%.

La Romania punta a 8 GW di capacità solare fotovoltaica entro il 2030

La Romania ha annunciato l'intenzione di aumentare la propria capacità solare installata a 8 GW entro il 2030 (rispetto a 1,4 GW alla fine del 2022), con l'obiettivo di contribuire per il 24% al consumo finale lordo di elettricità da fonti rinnovabili, come parte dei suoi impegni sull'azione per il clima per la sua adesione all'Alleanza Solare Internazionale (una coalizione di paesi ricchi di risorse solari per far fronte alle loro particolari esigenze energetiche, lanciata alla fine del 2015 da India e Francia per aiutarsi reciprocamente ad attuare l'Accordo di Parigi sul clima). Il paese ha un potenziale tecnico solare di 19,35 GW (25,8 TWh), con circa 18,05 GW (24,18 TWh) ritenuti economicamente sostenibili in scenari di costo minimo.

Alla fine del 2022, la Romania aveva una capacità installata totale di quasi 19 GW, di cui 2/3 privi di CO_2 (36% idroelettrico, 16% eolico, 8% solare, 8% nucleare e 1% biomassa) e 32 % termico (17% carbone, 8% petrolio e 7,5% gas). È in fase di sviluppo un totale di 14 GW di nuova capacità senza emissioni di carbonio, di cui 5 GW di solare, oltre 6 GW di eolico e 1,4 GW di nucleare.

Il Kazakistan prevede di costruire un impianto eolico da 1 GW

Il governo kazako e alcuni investitori dell'Arabia Saudita intendono sviluppare un impianto eolico con una capacità installata totale di 1 GW nella regione di Zhetisu (Kazakistan sud-orientale). Il progetto è attualmente in fase preparatoria e l'inizio dei lavori è previsto nel 2025 con direttive governative per accelerare i processi amministrativi. Alla fine del 2022, il Kazakistan aveva una capacità totale di 27,5 GW dominata dal carbone (45%), seguito da gas (26%), eolico e solare (12%, rispettivamente con 5% e 7%), idroelettrico (11 %) e petrolio (6%).

La produzione europea di biogas ha raggiunto i 21 miliardi di metri cubi nel 2022

Secondo la European Biogas Association, la produzione di biometano in Europa è aumentata di quasi il 20% nel 2022, con una produzione di biogas che ha raggiunto i 21 miliardi di metri cubi. La sola produzione di biometano è passata da 3,5 miliardi di metri cubi nel 2021 a 4,2 miliardi di metri cubi nel 2022. In Danimarca, il biometano ha fornito quasi il 40% della rete del gas, con l'intenzione di sostituire il 100% della domanda di gas prima del 2030. La versatilità del biometano è evidente nella sua distribuzione: 22% per gli edifici, il 14% per l'industria, il 19% per i trasporti e il 15% per la produzione di energia nel 2022. L'European Biogas Association sottolinea la necessità di accelerare la diffusione delle energie rinnovabili prodotte in Europa per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e dalle importazioni di energia.

L'UE ha fissato l'obiettivo di produrre 35 miliardi di metri cubi di biometano all'anno entro il 2030, come annunciato dalla Commissione Europea. Questo ambizioso obiettivo fa parte del Biomanthrop Industrial Partnership (BIP) e mira ad aumentare la produzione e l'utilizzo di biometano.

Cina: la capacità installata rinnovabile del paese supera la capacità di energia termica

Secondo i dati ufficiali cinesi alla fine di novembre 2023, la capacità di energia rinnovabile in Cina ha superato per la prima volta la capacità di energia termica, rappresentando più della metà della capacità di produzione di energia installata nel Paese. La capacità installata di generazione di energia rinnovabile ha raggiunto 1.392 GW di cui 413 GW di energia eolica, 558 GW di energia solare e 421 GW di energia idroelettrica, superando a fine anno i 1.450 GW, rispetto ai 1.379 di capacità termica alla fine di novembre 2023. La capacità totale di generazione di energia del Paese ha raggiunto 2.854 GW a novembre e quasi 2.900 GW a dicembre 2023, in aumento di circa il 13% rispetto all'anno precedente.

L'energia generata da fonti rinnovabili in Germania è aumentata al 55% nel 2023

L'Agenzia federale tedesca per le reti (Bundesnetzagentur) ha pubblicato i dati del mercato elettrico per il 2023, che mostrano che la quota di elettricità generata da fonti rinnovabili ha raggiunto il 55% nel 2023 (rispetto al 48% nel 2022). L'energia eolica rappresentava il 31,1%, l'energia solare il 12,1%, la biomassa oltre l'8,4%, mentre il rimanente 3,4% proveniva dall'energia idroelettrica e da altre fonti rinnovabili.
Complessivamente, la produzione di energia da fonti rinnovabili nel 2023 ha superato i 251 TWh (+7,5% rispetto al 2022), con l'eolico che rappresenta quasi 119 TWh (+18%), di cui quasi 24 TWh provenienti dall'eolico offshore. Il solare ha contribuito per circa 55 TWh (stabile rispetto al 2022).
La produzione di energia elettrica da fonti energetiche convenzionali ha raggiunto circa 197 TWh, in calo del 24% rispetto al 2022. La produzione di energia elettrica da carbone e lignite è diminuita rispettivamente del 37% e del 25% nel 2023. La produzione da gas è aumentata di oltre il 31% % nel 2023.
Inoltre, il prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica "del giorno prima" ha raggiunto nel 2023 i 95,18 €/MWh, in forte diminuzione rispetto al 2022 quando aveva raggiunto i 235,45 €/MWh. Per quanto riguarda il commercio estero di energia elettrica, la Germania ha importato un totale di 54,1 TWh (33,2 TWh nel 2022) ed esportato 42,4 TWh (56,3 TWh nel 2022) nel 2023. Rispetto al 2022, le importazioni sono aumentate di circa il 63% e le esportazioni sono diminuite di quasi il 25%.

Paesi Bassi: Air Liquide collegherà un'unità CCS al suo impianto di produzione di H_2

Air Liquide costruirà e gestirà un'unità CCS nel bacino industriale di Rotterdam, come parte del progetto Porthos, che catturerà la CO_2 dal suo impianto di produzione di idrogeno situato nel porto di Rotterdam, basandosi sulla tecnologia Cryocap, un sistema che utilizza un processo criogenico. La CO_2 catturata verrà poi trasportata attraverso l'infrastruttura di Porthos, attualmente in fase di sviluppo, e sequestrata permanentemente sotto il Mare del Nord, a circa 20 chilometri dalla costa.
Il progetto Porthos è un'iniziativa CCS che mira a trasportare le emissioni di CO_2 provenienti dalle attività industriali nell'area portuale e immagazzinarle in giacimenti di gas esauriti sotto il Mare del Nord. Il progetto, guidato dall'autorità del porto di Rotterdam, da Gasunie e da EBN, prevede di catturare e immagazzinare in modo permanente 2,5 $MtCO_2$/anno, con l'inizio della costruzione nel 2024 e l'entrata in funzione prevista entro il 2026. Nell'ottobre 2023, il progetto Porthos CCS ha preso un decisione finale di investimento.

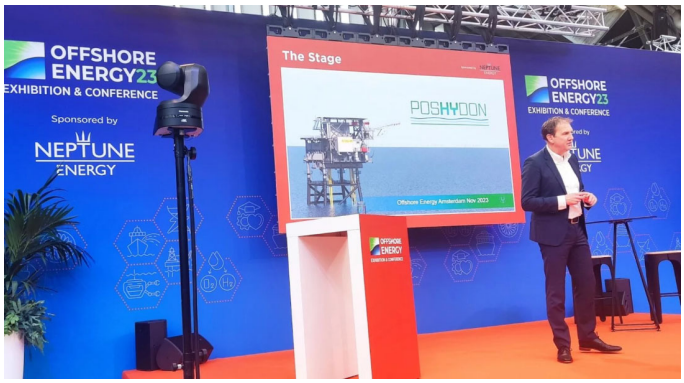
Francia: un treno a batteria trasporta passeggeri su binari non elettrificati

Per la prima volta in Francia, un treno alimentato a batteria ha trasportato passeggeri su un binario non elettrificato. Questo innovativo treno ibrido, elettrico-termico è stato presentato alla stazione di Tolosa-Matabiau e sarà testato per un anno in servizio commerciale su diverse linee nelle quattro regioni che hanno partecipato al progetto.
È stato lanciato nel 2018 dal Gruppo SNCF e Alstom, con il coinvolgimento e la partecipazione finanziaria delle Regioni Occitanie, Grand-Est, Nouvelle-Aquitaine e Centre-Val-de-Loire. Insieme al treno a batteria e a quello a idrogeno, il treno ibrido è una delle tre tecnologie di decarbonizzazione che il Gruppo SNCF sta sviluppando con i suoi partner Alstom e CAF per il trasporto passeggeri su linee non elettrificate o parzialmente elettrificate. Gli obiettivi della sperimentazione sono la riduzione dei consumi energetici e il taglio delle emissioni di gas serra, grazie a una soluzione che permetta di modificare il parco termico esistente senza incidere sull'infrastruttura.

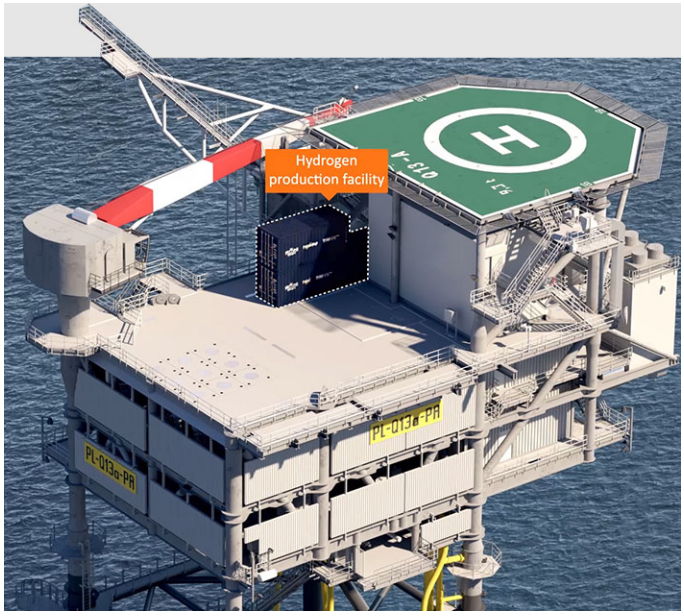
Cina: SPIC svela un programma per l'idrogeno da 6 miliardi di dollari

La State Power Investment Corporation (SPIC) cinese ha presentato un piano di investimenti da 5,85 miliardi di dollari nel nord-est della Cina per produrre carburante dall'idrogeno, a sua volta prodotto da un impianto eolico da 3,5 GW. Oltre all'impianto eolico, il progetto includerà un impianto di produzione di idrogeno da 164 kt/anno, che dovrebbe consentire la produzione di 400 kt/anno ciascuno di carburante sostenibile per l'aviazione (SAF) e metanolo.
Il progetto sarà realizzato vicino alla città di Qiqihar, nella provincia di Heilongjiang (nord della Cina) e l'avvio della produzione potrebbe iniziare entro il 2025, ma una tempistica ufficiale non è stata ancora comunicata. In una prima fase, SPIC svilupperà un impianto pilota SAF da 10 kt/anno, utilizzando idrogeno eolico e sarà successivamente ampliato a 400 kt/anno entro il 2030 circa. SPIC possiede le maggiori risorse rinnovabili operando 160 GW di capacità di energia pulita installata.
Nel 2022, la Commissione nazionale cinese per lo sviluppo e la riforma (NDRC) ha pubblicato il suo piano a medio e lungo termine per lo sviluppo dell'industria dell'energia dall'idrogeno (2021-2035), puntando a una produzione di 100-200 kt/anno di idrogeno verde e mirando a il Paese avrà un'industria dell'idrogeno matura entro il 2035.

Il governo olandese partecipa al progetto PosHYdon



L'azienda statale olandese Energie Beheer Nederland (EBN), si unisce al consorzio PosHYdon come partner attivo per lo sviluppo di un progetto che integrerà tre sistemi energetici offshore: eolico offshore, gas offshore e idrogeno offshore sulla Piattaforma Q13a-A di Neptune Energy (nei Paesi Bassi).
EBN è già partner al 40% della piattaforma Q13a-A, dove sarà sviluppato il progetto pilota. PosHYdon si avvia ora verso la fase finale: il dispositivo sarà testato a terra presso InVesta nel maggio 2024 e la prima produzione di idrogeno sulla piattaforma gestita da Neptune Energy è prevista per la seconda metà del 2024.
L'idrogeno verde da produrre attraverso il progetto verrà miscelato con il gas prodotto e trasportato attraverso il gasdotto esistente al sistema di trasmissione lungo la costa. A tal fine, il Ministero olandese dell'Economia e del Clima ha aumentato le specifiche di miscelazione dallo 0,02% allo 0,5% di idrogeno.
Il consorzio PosHYdon è composto da: Nel Hydrogen, InVesta, Hatenboer, Iv-Offshore & Energy, Emerson, Nexstep, TNO, Neptune Energy, Gasunie, Noordgastransport, NOGAT, DEME, TAQA, Eneco ed EBN. EBN è una società di proprietà del governo olandese focalizzata sull'esplorazione, produzione, trasporto e vendita di gas naturale.



La strategia francese per l'H_2 a basse emissioni di carbonio è aperta alla consultazione

Il governo francese ha aperto alla consultazione pubblica fino al 19 gennaio 2024 le sue nuove linee guida per la diffusione dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio. La strategia si basa su: (i) l'installazione di una capacità di produzione di idrogeno elettrolitico a basse emissioni di 6,5 GW nel 2030 e 10 GW nel 2035, (ii) la diffusione dell'idrogeno decarbonizzato e delle sue infrastrutture di trasporto, infatti, si darà priorità allo sviluppo di una rete all'interno degli hub dell'idrogeno (in particolare gli hub di Fos-sur-Mer, Dunkerque, Le Havre-Estuaire de la Seine e Vallée de la Chimie e il loro collegamento alle infrastrutture di stoccaggio), (iii) il sostegno del governo attraverso un meccanismo di sostegno da 4 miliardi di euro (4,3 miliardi di dollari USA) volto a garantire la competitività dell'idrogeno decarbonizzato rispetto all'idrogeno fossile, (iv) sostegno al settore francese nel suo sviluppo commerciale internazionale e (v) sostegno del governo per lo sviluppo di tutte le apparecchiature e tecnologie a idrogeno.
Nel 2020, il governo ha presentato un programma di sostegno alla produzione di idrogeno da 7,2 miliardi di euro (7,9 miliardi di dollari USA) nel periodo 2020-2030, che mira a rendere il Paese un leader mondiale nella produzione di idrogeno. Circa 1 miliardo di euro (1 miliardo di dollari) sarà stanziato per costruire 6,5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 e 1 miliardo di euro (1 miliardo di dollari) entro il 2023 per sviluppare veicoli pesanti alimentati a idrogeno, attraverso diversi inviti a presentare progetti. Per questo progetto "gigafactory" e per i progetti soggetti a un meccanismo di sovvenzione è previsto un finanziamento di 1,5 miliardi di euro (1,6 miliardi di dollari). Altri 650 milioni di euro (713 milioni di dollari) saranno stanziati per la ricerca e l'innovazione.

ACWA Power svilupperà un progetto di idrogeno verde e ammoniaca in Egitto

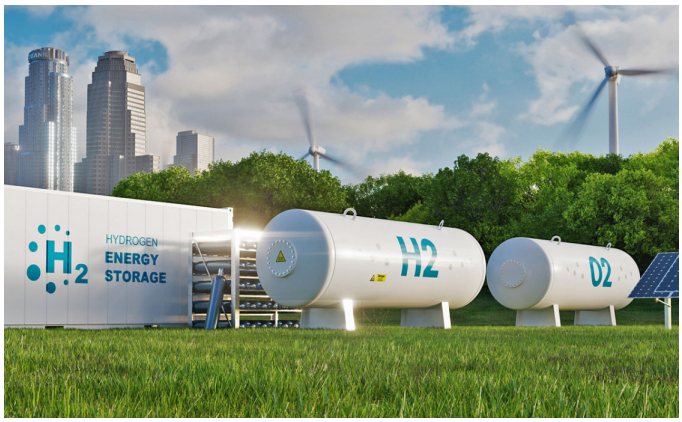
Il gruppo energetico saudita ACWA Power ha firmato un accordo quadro con le autorità egiziane per lo sviluppo della prima fase di un progetto sull'idrogeno verde in Egitto.
La prima fase del progetto sull'idrogeno, del valore di oltre 4 miliardi di dollari, sarebbe alimentata da parchi eolici e solari e potrebbe produrre fino a 600 kt/anno di ammoniaca verde. Successivamente potrebbe essere ampliato fino a 2 Mt/anno.
L'accordo quadro è stato firmato dal Fondo Sovrano dell'Egitto (TSFE), dalla Zona Economica del Canale di Suez (SCZone), dalla Compagnia Egiziana di Trasmissione dell'Elettricità (EETC) e dall'Autorità per le Energie Nuove e Rinnovabili (NREA).
ACWA Power, che ha circa 1,4 GW di capacità di energia rinnovabile in costruzione in Egitto, sta già prendendo parte al progetto NEOM Green Hydrogen in Arabia Saudita, in collaborazione con Air Products e NEOM, per creare un impianto su scala industriale impianto di idrogeno verde con una capacità di 1,2 Mt/anno di ammoniaca verde nel nord-ovest dell'Arabia Saudita. ACWA Power sta inoltre costruendo un progetto sull'idrogeno verde in Uzbekistan, che potrebbe produrre 3 kt/anno di idrogeno verde (con un'espansione pianificata per produrre 500 kt/anno di ammoniaca verde).

La CE ha stanziato 153 milioni di dollari per la produzione portoghese di H2 rinnovabile e biometano

La Commissione europea ha auorizzato al Portogallo 140 milioni di euro per aiuti di stato a sostegno della produzione di idrogeno rinnovabile e biometano, in linea con il piano industriale Green Deal. Il piano è stato approvato nell'ambito del quadro temporaneo di crisi e transizione per gli aiuti di Stato, adottato dalla Commissione il 9 marzo 2023 e modificato il 20 novembre 2023, per sostenere misure in settori fondamentali per accelerare la transizione verde e ridurre la dipendenza dai combustibili. L'aiuto assumerà la forma di un premio variabile nell'ambito di un contratto per differenza su base bilaterale concluso per una durata di 10 anni. L'aiuto viene assegnato attraverso una procedura di gara in cui i produttori di idrogeno rinnovabile e i produttori di biometano competono separatamente. Nella procedura di gara competitiva, i beneficiari vengono selezionati in base al prezzo di esercizio per MWh di idrogeno rinnovabile o biometano offerto.

Entro il 2030, nell'ambito del programma RePowerEU, l'UE punta a produrre 35 miliardi di tonnellate/anno di biometano, produrre 10 Mt di idrogeno pulito e importare 10 Mt di idrogeno pulito. Nel marzo 2023 la Commissione europea ha adottato il quadro temporaneo di crisi e transizione per promuovere misure di sostegno in settori chiave per la transizione verso un'economia a zero emissioni nette, in linea con il piano industriale del Green Deal. Introdotto nel febbraio 2023, il piano industriale Green Deal è un'iniziativa chiave del Green Deal europeo e mira a migliorare la capacità produttiva dell'UE per tecnologie a zero emissioni nette, promuovendo la sostenibilità e la crescita economica riducendo al contempo le emissioni di gas serra.

ACWA avvia i lavori su un impianto a idrogeno in Uzbekistan da 2,4 GW di energia eolica



La compagnia elettrica saudita ACWA Power e il gruppo energetico statale cinese PowerChina hanno avviato i lavori di costruzione di un impianto di idrogeno verde nella regione di Tashkent in Uzbekistan. Il progetto si svilupperà in due fasi. La prima fase da 100 milioni di dollari vedrà lo sviluppo di un progetto di ammoniaca verde da 3 kt/anno, che sarà utilizzata dall'industria chimica uzbeka in sostituzione del gas naturale. La seconda fase da 4 miliardi di dollari prevede lo sviluppo di 2,4 GW di capacità eolica per alimentare la produzione di 500 kt/anno di ammoniaca verde.

L'Uzbekistan punta a una quota rinnovabile del 25% entro il 2030 e prevede di raggiungere 8 GW di capacità solare ed eolica entro il 2026 e 12 GW entro il 2030. Il paese prevede di costruire almeno 5 GW di solare, 3 GW di eolico e 1,9 GW di capacità idroelettrica entro il 2030. Prevede inoltre di decarbonizzare il 35% del proprio settore energetico entro il 2030 e di raggiungere la neutralità del carbonio entro il 2050.

Energia nucleare

Rosatom ottiene il permesso per costruire l'Unità 8 presso la centrale nucleare di Leningrado

L'azienda nucleare statale russa Rosatom ha ricevuto un permesso per la sua divisione Rosenergoatom per l'inizio dei lavori di costruzione dell'Unità 8 da 1,2 GW della centrale nucleare di Leningrado, situata a ovest di San Pietroburgo. Il periodo di costruzione dell'unità VVER-1200 inizierà nel 2025 e la messa in servizio è prevista entro il 2032. Rosatom ha inoltre concesso l'autorizzazione per la seconda fase di costruzione preliminare dell'Unità 7, che comprende anche un reattore VVER-1200.

La centrale nucleare di Leningrado è una delle più grandi in Russia con una capacità installata di 4,4 GW. Leningrado-1 è stato chiuso nel 2018 dopo 45 anni di attività. Leningrado-2 è stato avviato nel 1975 ed è stato definitivamente chiuso nel 2020. Le unità 3 e 4 (925 MW ciascuna) sono ancora attualmente operative, mentre due nuove unità VVER-1200 da 1,1 GW sono state installate nel vicino impianto di Leningrado II; queste quinta e sesta unità, messe in servizio nel 2018 e nel

2021, hanno una durata di servizio di 60 anni.

Nel 2022, il nucleare rappresenterà l'11% della capacità installata della Russia con 29,5 GW e il 19% della sua produzione di energia con 223 TWh. Più di 4 GW di capacità nucleare sono attualmente in costruzione e oltre 33 GW in fase di sviluppo nel Paese.

La Svezia approva il disegno di legge per installare nuovi reattori nucleari a partire dal 2024

Il governo svedese ha approvato un nuovo disegno di legge che rimuove il limite al numero di reattori nucleari in funzione, consentendo a più di 10 reattori di essere in funzione contemporaneamente. Le modifiche legislative consentono inoltre la costruzione di reattori nucleari in nuovi siti (in luoghi diversi dalle aree attualmente consentite a Forsmark, Ringhals e Oskarshamn, nella Svezia meridionale) a partire dal 1° gennaio 2024. Nel novembre 2023, la Svezia ha annunciato il suo piano per costruire due nuovi reattori nucleari convenzionali nel paese entro il 2035 come parte del suo piano per avere l'equivalente di 10 nuovi reattori entro il 2045 (probabilmente piccoli reattori modulari SMR).
Secondo le previsioni del governo, è necessario raddoppiare la sua produzione di elettricità a circa 300 TWh/anno (da 173 TWh nel 2022) per soddisfare l'atteso aumento della domanda di energia da parte dell'industria e dei trasporti.
Alla fine del 2022, il nucleare rappresentava circa il 14% della capacità installata della Svezia con 6,9 GW e quasi il 30% della sua produzione di energia con 51,5 TWh.

L'Ungheria presenta un piano per estendere la durata della centrale di Paks

MVM Paksi Atomerőmű Zrt, il gestore della centrale nucleare di Paks da 1,9 GW in Ungheria, ha presentato all'Unione europea un piano di estensione della centrale nucleare. L'operatore prevede di prolungare la durata della centrale nucleare di 20 anni, fino al 2050 (tra il 2052 e il 2057).
I quattro reattori VVER-440 esistenti a Paks sono stati commissionati tra il 1982 e il 1987 e hanno avuto una durata iniziale di 30 anni. Già nel 2005 la loro durata è stata estesa di 20 anni, tra il 2032 e il 2037. Attualmente la centrale produce quasi la metà dell'elettricità in Ungheria.
Due ulteriori reattori sono attualmente in costruzione a Paks (Unità 5 e 6, 1,2 GW ciascuno). I due reattori VVER-1200 sono stati sviluppati dalla società nucleare statale russa Rosatom nell'ambito di un accordo firmato nel 2014 tra i due paesi. Il loro completamento è previsto rispettivamente nel 2029 e nel 2030.

La Francia e l'EDF raggiungono un accordo sui prezzi dell'energia nucleare a 70 €/MWh a partire dal 2026

Il governo francese e l'azienda elettrica statale EDF hanno raggiunto un accordo sul prezzo di vendita dell'energia nucleare a partire dal 2026, in sostituzione della tariffa ARENH esistente che scadrà il 31 dicembre 2025. L'accordo, soggetto all'approvazione della Commissione Europea, mira a sostituire la legge ARENH (2010) che obbliga EDF a vendere parte della sua produzione nucleare (fino a 100 TWh/anno, ovvero circa un quarto della sua produzione) a fornitori alternativi sul mercato all'ingrosso a un prezzo regolamentato, che dal 2012 è fissato dalla CRE a 42 €/MWh (a cui a gennaio 2022 si aggiungono ulteriori 20 TWh venduti a 46,2 TWh €).
Secondo i termini dell'accordo, EDF offrirà l'intera produzione di energia nucleare a fornitori alternativi al prezzo di 70 €/MWh. Inoltre, l'accordo introduce anche un meccanismo di "rent capture": quando i prezzi all'ingrosso dell'elettricità superano i 78-80 euro/MWh, i ricavi in eccesso di EDF saranno tassati al 50% per essere ridistribuiti agli utenti finali (clienti residenziali ed eventualmente PMI); tale quota salirà al 90% dell'eccesso di ricavo qualora i prezzi superino i 110 €/MWh.
Alla fine del 2022, la capacità nucleare installata di EDF in Francia era pari a 61 GW e il gruppo ha generato 293 TWh di energia nucleare in Francia. Nel giugno 2023, il governo francese ha nazionalizzato EDF rilevando le sue azioni su un investimento di 9,7 miliardi di euro per accelerare la costruzione di nuove centrali nucleari.

Il Consiglio di Stato cinese approva due nuovi progetti nucleari nel Guangdong e nello Zhejiang

Il Consiglio di Stato cinese ha approvato lo sviluppo di due nuovi progetti di energia nucleare nelle province di Guangdong (Cina meridionale) e Zhejiang (Cina orientale), per un totale di circa 4,8 GW. Il Consiglio ha approvato la costruzione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Taipingling, gestita dalla China General Nuclear Power Corporation (CGN) nel Guangdong, e la costruzione delle unità 1 e 2 della centrale nucleare di Jinqimen nello Zhejiang. Tutte e quattro le unità saranno costituite dal reattore Hualong One da 1,2 GW di costruzione cinese.
Una volta completata, la centrale nucleare di Taipingling sarà dotata di sei reattori Hualong One. Le unità 1 e 2 sono entrate in costruzione rispettivamente nel 2019 e nel 2020 e si prevede che entrino in funzione per il 2025. Anche la centrale nucleare di Jinqimen, che sarà gestita dalla China National Nuclear Corporation (CNNC), sarà dotata di sei reattori Hualong One. L'unità 1 dovrebbe entrare in funzione entro la fine del 2028.
Alla fine del 2022, la capacità nucleare della Cina ha raggiunto i 55,5 GW e la sua produzione di energia nucleare ha raggiunto i 418 TWh. La Cina punta a 200 GW di capacità nucleare entro il 2035. Il paese ha attualmente oltre 31 GW di capacità nucleare in costruzione e 176 GW in fase di sviluppo.

L'NRA giapponese revoca il divieto operativo su una centrale nucleare da 8 GW

L'Autorità giapponese di regolamentazione nucleare (NRA) ha revocato il divieto operativo sulla centrale nucleare di Kashiwazaki-Kariwa da 8 GW, situata nella prefettura di Niigata in Giappone. Questo consentirà all'operatore Tokyo Electric Power (TEPCO) di lavorare per ottenere il permesso locale per riavviare la centrale che è rimasta fuori servizio dal 2012 in seguito al disastro di Fukushima del 2011.
Il divieto è stato revocato nel 2021, quando l'NRA ha vietato alla TEPCO di gestire l'impianto di Kashiwazaki-Kariwa, la sua unica centrale nucleare operativa, a causa di violazioni della sicurezza, inclusa la mancata protezione dei materiali nucleari. A seguito della decisione, Tepco ha annunciato che continuerà i suoi sforzi per riconquistare la fiducia delle autorità locali al fine di riavviare l'impianto, descritto come la più grande centrale nucleare del mondo. Kashiwazaki-Kariwa comprende cinque reattori BWR da 1.067 MW ciascuno e due unità ABWR da 1.315 MW ciascuna, tutti commissionati tra il 1985 e il 1997.
Nel giugno 2023, il parlamento giapponese ha promulgato una legge per consentire ai reattori nucleari in Giappone di funzionare oltre l'attuale limite di 60 anni, al fine di contribuire a ridurre le emissioni di gas serra e garantire un approvvigionamento energetico sufficiente per il paese. La dipendenza del Giappone dall'energia nucleare si è ridotta in seguito all'incidente di Fukushima, passando dal 25% del mix energetico nel 2010 all'1% nel 2015, per poi tornare al 5,3% nel 2022. Prima dell'incidente, c'erano 54 reattori distribuiti su 17 centrali elettriche (49 GW nel 2010 contro 33 GW nel 2022).

La Polonia approva lo sviluppo di sei centrali elettriche SMR per un totale di 7,2 GW

Il Ministero polacco del Clima e dell'Ambiente ha emesso decisioni di principio positive per la costruzione di sei centrali nucleari in tutta la Polonia, che saranno dotate di 24 piccoli reattori modulari (SMR) per una capacità totale di 7,2 GW. Ciascuna centrale sarà dotata di quattro SMR BWRX-300 da 300 MW prodotti dalla società statunitense GE-Hitachi.
Gli impianti saranno sviluppati da Orlen Synthos Green Energy (OSGE), una joint venture tra la società polacca Orlen e l'azienda chimica Synthos. Saranno situati a Ostrołęka, Włocławek, Stawy Monowskie, Dąbrowa Górnicza, Nowa Huta (vicino a Cracovia) e nella zona economica speciale di Tarnobrzeg. Attualmente si prevede che gli SMR entreranno in funzione entro il 2030.
Per ridurre la sua dipendenza dal carbone (70% del mix energetico del paese nel 2022), la Polonia mira a sviluppare la produzione di energia nucleare. Il paese sta già sviluppando due centrali nucleari su larga scala: un impianto da 3 GW situato vicino a Choczewo che comprenderà tre reattori AP-1000 della statunitense Westinghouse e un impianto da 2,8 GW nella regione di Patnów-Konin, che comprenderà due reattori del sud Reattori APR-1400 forniti dalla Corea.

ENERGIA ELETTRICA

Il Regno Unito accelera il processo per immettere sulla rete oltre 100 GW di nuova capacità

Il governo britannico ha pubblicato il piano d'azione Connections per riformare il processo di connessione alla rete e ridurre i ritardi complessivi da cinque anni a non più di sei mesi, riducendo di fatto i ritardi fino al 90%. Considerando che la coda totale di connessioni per i progetti di trasmissione e distribuzione arriva fino a 500 GW, con più di 230 progetti in attesa di essere collegati alla rete, il governo prevede di abbandonare l'approccio "primo arrivato, primo servito" per rilasciarne oltre 100 GW di capacità in coda, equivalenti a un quarto dell'elettricità necessaria per alimentare il Regno Unito nel 2050. I piani prevedono anche di premiare le comunità situate vicino a nuove infrastrutture offrendo fino a 10.000 sterline (11.520 euro) di sconto sulle bollette elettriche in 10 anni .
Il Regno Unito ha una capacità elettrica di 106 GW (fine 2022; +5 GW dal 2020), di cui il gas rappresenta il 33%, l'eolico il

27%, il solare fotovoltaico il 14%, la biomassa l'8%, il nucleare l'8%, il carbone. per il 6%, idroelettrico per il 4% e petrolio per l'1%. La quota di capacità senza emissioni di carbonio è del 60%, con l'intenzione di aumentare il numero di centrali elettriche rinnovabili come eolico e solare per raggiungere l'obiettivo del Regno Unito di decarbonizzare il proprio settore energetico entro il 2035.

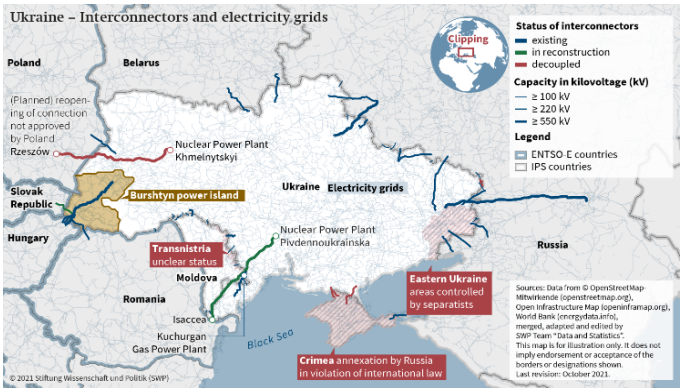
La Commissione Ue presenta il piano d'azione per potenziare le reti elettriche in Europa

Per contribuire alla realizzazione del Green deal europeo, la Commissione europea ha proposto un piano d'azione per garantire che le reti elettriche funzionino in maniera più efficiente e che vengano implementate più rapidamente. La Commissione ha già predisposto un quadro giuridico di sostegno per l'installazione delle reti elettriche in tutta Europa.

Con i mercati dell'Ue, una rete infrastrutturale modernizzata garantirà ai cittadini e alle imprese di beneficiare di un'energia più economica e più pulita. Si prevede che il consumo di elettricità nell'Ue aumenterà di circa il 60 per cento da oggi al 2030. Le reti europee dovranno, secondo l'UE, adattarsi a un sistema più digitalizzato, decentralizzato e flessibile, con milioni di pannelli solari sui tetti, pompe di calore e comunità energetiche locali che condividano le risorse, l'entrata in funzione di un maggior numero di fonti rinnovabili offshore, un maggior numero di veicoli elettrici da ricaricare e un crescente fabbisogno di produzione di idrogeno.

Il 40 per cento delle reti di distribuzione europee ha più di 40 anni e la capacità di trasmissione transfrontaliera raddoppierà entro il 2030. Per questo, precisa la Commissione, sono necessari investimenti per 584 miliardi di euro per potenziare la rete europea. Il piano presentato identifica azioni concrete e personalizzate per contribuire a sbloccare gli investimenti necessari per portare a regime le reti elettriche europee. Le azioni si concentrano sull'attuazione e sulla rapida realizzazione dei progetti di interesse comune e sullo sviluppo di nuovi progetti attraverso un indirizzo politico, un monitoraggio rafforzato e un maggior numero di proposte al fine di migliorare la pianificazione a lungo termine delle reti, per accogliere un maggior numero di energie rinnovabili e di domanda elettrificata, compreso l'idrogeno, nel sistema energetico, guidando il lavoro degli operatori di sistema e dei regolatori nazionali; introdurre incentivi normativi attraverso linee guida per investimenti anticipatori e lungimiranti e sulla condivisione dei costi transfrontalieri per i progetti offshore. Previsti anche incentivi per un migliore utilizzo delle reti con una maggiore trasparenza e migliori tariffe di rete per reti più intelligenti, efficienza e tecnologie e soluzioni innovative, sostenendo la cooperazione tra gli operatori di rete e le raccomandazioni dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia; migliorare l'accesso ai finanziamenti per i progetti di rete, aumentando la visibilità sulle opportunità dei programmi di finanziamento dell'Ue, in particolare per le reti intelligenti e la modernizzazione delle reti di distribuzione; stimolare un'autorizzazione più rapida fornendo supporto tecnico alle autorità e indicazioni per un migliore coinvolgimento delle parti interessate e delle comunità; migliorare e rendere più sicure le catene di fornitura della rete, anche armonizzando i requisiti di produzione per la generazione e la connessione alla domanda.

L'Ucraina e l'Europa continentale manterranno un'interconnessione permanente tra le reti



ENTSO-E, la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'elettricità, ha annunciato che i gestori dei sistemi di trasmissione dell'elettricità dell'Europa continentale hanno accettato di mantenere un'interconnessione permanente con l'Ucraina. Questo annuncio arriva quando Ukrenergo, il gestore ucraino, ha raggiunto la conformità con i requisiti tecnici necessari per consentire un'interconnessione permanente tra le reti elettriche di entrambe le parti.

I gestori dell'Europa continentale hanno inoltre deciso di aumentare il limite di capacità per il commercio di energia elettrica dall'Europa continentale all'Ucraina e alla Moldavia a 1,7 GW, riflettendo un aumento di 500 MW rispetto al limite precedente. Il progetto di sincronizzazione con Ukrenergo è iniziato nel 2017, con la firma dell'Accordo sulle condizioni per la futura interconnessione del sistema energetico dell'Ucraina con il sistema energetico dell'Europa continentale.

Nel marzo 2022 è stata raggiunta una sincronizzazione di emergenza come segnale di solidarietà tra i gestori dell'Europa continentale e Ukrenergo.

Tennet avvia la costruzione del progetto di trasmissione SuedOstLink in Germania

TenneT, l'operatore del sistema di trasmissione di energia tedesco-olandese TenneT, ha avviato la costruzione del progetto di trasmissione SuedOstLink di 780 km in Germania. Una volta completata, la linea di trasmissione in corrente continua ad alta tensione (HVDC) sarà in grado di trasportare una capacità di 4 GW dal nord del paese al sud, dove si collegherà al nodo della rete Isar vicino alla città di Landshut in Baviera. Il convertitore, che sarà consegnato chiavi in mano a TenneT da Siemens Energy, convertirà la corrente continua trasportata in corrente alternata. Da lì l'elettricità verrà ulteriormente distribuita alle famiglie e all'industria della Germania meridionale. Il progetto consiste in cavi interrati da 525 kV prodotti da Prysmian e il completamento è previsto per il 2027.

Statnett pianifica delle interconnessioni elettriche offshore nel Mare del Nord

L'operatore norvegese del sistema di trasmissione di energia Statnett sta studiando potenziali soluzioni di rete ibrida per la generazione di energia eolica offshore nell'area di Sørvest F nel Mare del Nord norvegese. Il progetto di interconnessione "ibrido" includerebbe cavi tra le reti di trasmissione dei paesi vicini e cavi verso i parchi eolici offshore norvegesi.
Il TSO unirà le forze con altri TSO europei, Elia (Belgio), TenneT (Germania), Amprion (Germania), Energinet (Danimarca) e National Grid Venture (Regno Unito) per effettuare congiuntamente una valutazione degli aspetti tecnici, economici, di mercato e degli aspetti normativi di tali soluzioni alternative di rete. Statnett ha già firmato Memorandum of Understanding (MoU) con Amprion e TenneT e mira a concludere l'accordo con le altre controparti entro la fine del 2023. Gli studi di fattibilità potrebbero essere completati entro la fine del 2024, con la messa in servizio del nuovo interconnettore entro il 2035.

Il Ministero norvegese del petrolio e dell'energia ha selezionato tre potenziali aree nel Mare del Nord - vale a dire Sørvest F, Vestavind F e Vestavind B - per una gara d'appalto per l'energia eolica offshore prevista per il 2025. La Norvegia prevede di sviluppare 30 GW di energia eolica offshore entro il 2040 (solo circa 6 MW installati a fine 2021).

EMISSIONI CO_2

Per ridurre le emissioni l'Europa mette in guardia gli importatori di energia sulle perdite di metano

L'Unione Europea mira a ridurre le emissioni di metano concludendo un accordo che potrebbe avere conseguenze globali se i principali importatori di energia venissero presi di mira per le perdite di metano che dovessero verificarsi durante le importazioni.
Le regole imporranno alle aziende energetiche di ispezionare regolarmente infrastrutture come oleodotti e pozzi petroliferi per individuare il metano che fuoriesce nell'atmosfera (che è 80 volte più potente della CO_2 in un arco di tempo di 20 anni). L'UE fa affidamento su forniture estere per oltre il 90% del suo petrolio e gas e, quindi applicare delle norme alle importazioni nel prossimo decennio sarebbe un passo avanti con un impatto enorme sul clima.
Se l'UE dovesse mantenere per le importazioni lo stesso livello che applica alle forniture di combustibili fossili di produzione nazionale, le emissioni globali di metano nel settore del petrolio e del gas potrebbero essere ridotte di almeno il 30%. Tuttavia, gli Stati membri dell'UE sono preoccupati per il possibile impatto a catena sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici in un momento in cui l'Europa sta perdendo la sua dipendenza dalle importazioni russe di combustibili fossili. L'UE fa affidamento sulla Norvegia per circa il 44% del gas via gasdotto e sugli Stati Uniti per quasi la metà del gas naturale liquefatto. Le emissioni di metano derivanti dal trasporto via gasdotto tendono ad essere più elevate rispetto a quelle del GNL, principalmente a causa delle attività nei paesi produttori. L'Algeria rappresenta circa il 17% delle importazioni di gas attraverso i gasdotti dell'UE.
L'impronta di metano delle importazioni è fino a 8 volte superiore alle emissioni interne. Uno studio pubblicato ad agosto ha rilevato che la quantità di metano risultata dalle operazioni globali di petrolio e gas è superiore del 30% rispetto alle stime fornite dai paesi alle Nazioni Unite.

Sette paesi europei si impegnano a raggiungere un sistema energetico senza CO_2 entro il 2035

Sette paesi europei, vale a dire Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi e Svizzera (non UE), si sono impegnati a raggiungere un sistema energetico privo di CO_2 entro il 2035 eliminando le centrali elettriche ad emissioni dai loro sistemi elettrici. Insieme, i paesi rappresentano circa la metà della produzione di energia dell'UE, poiché gli impegni presi comprendono i due maggiori produttori di energia d'Europa, Germania e Francia.
I paesi intendono pianificare congiuntamente lo sviluppo delle infrastrutture per garantire la costruzione di reti e stoccaggio di energia sufficienti e per contribuire a integrare grandi quantità di energia a basse emissioni di carbonio nelle loro reti, che sono già fortemente interconnesse. L'UE prevede di decarbonizzare la quasi totalità del proprio sistema elettrico entro il 2040, grazie in particolare allo sviluppo delle infrastrutture per le energie rinnovabili in tutto il continente.

Francia: ADEME sostiene 7 nuovi progetti regionali di decarbonizzazione

ADEME - l'Agenzia francese per la transizione ecologica un'istituzione pubblica industriale e commerciale creata nel 1991 che opera a livello nazionale, conducendo studi e fornendo raccomandazioni su questioni ambientali - contribuirà a finanziare 7 progetti per un importo di 142 milioni di euro, sostenendo la decarbonizzazione dell'economia con circa 80 $ktCO_2$/anno e la produzione di calore per oltre 350 GWh/anno da fonti rinnovabili o fonti di energia recuperata.

ADEME sosterrà 4 progetti per creare o estendere reti di riscaldamento, che consentiranno di produrre ulteriori 146 GWh di calore da fonti rinnovabili o recuperate ed evitare l'emissione di circa 33 0,8 $ktCO_2$/anno; 2 progetti di energia geotermica profonda, che consentiranno di recuperare ulteriori 186 GWh di calore da fonti rinnovabili ed evitare l'emissione di circa 40,8 ktCO2/anno e un progetto per recuperare ulteriori 21 GWh di calore da fonti rinnovabili e prevenire l'emissione di circa 5,2 $ktCO_2$/anno, nel dipartimento di Charente Marittima, sulla costa ovest della Francia.

Il Regno Unito ha presentato la sua strategia a lungo termine CCUS, con l'obiettivo di immagazzinare 50 $MtCO_2$/anno entro il 2035

Il governo del Regno Unito ha pubblicato la sua strategia a lungo termine CCUS, con l'obiettivo di diventare un mercato competitivo nella cattura del carbonio entro il 2035 (Regno Unito). Il piano prevede lo stoccaggio di oltre 50 $MtCO_2$/anno entro il 2035, la creazione di posti di lavoro e il rilancio dell'economia di 5 miliardi di sterline/anno (6,3 miliardi di dollari USA/anno) entro il 2050. Questo è l'ultimo passo per sviluppare le tecnologie CCUS, che mirano a immagazzinare 20- 30 $MtCO_2$/anno entro il 2030, sostenuti da un massimo di 20 miliardi di sterline (25,2 miliardi di dollari) di investimenti. Il Regno Unito detiene un vantaggio strategico rispetto ad altri paesi grazie alla sua geologia, oltre che a competenze e infrastrutture uniche come nazione insulare. Offre anche spazio sufficiente sotto il Mare del Nord per un massimo di 78 $GtCO_2$.

POLICY

La Commissione propone il sostegno dell'UE per 166 progetti transfrontalieri nel settore dell'energia

La Commissione compie un altro passo avanti per preparare il sistema energetico dell'UE al futuro, adottando il primo elenco di progetti di interesse comune e di progetti di interesse reciproco che è pienamente in linea con il Green Deal europeo. Questi progetti infrastrutturali transfrontalieri chiave aiuteranno l'UE a conseguire i suoi obiettivi in materia di energia e clima. I progetti beneficeranno di procedure di autorizzazione e di regolamentazione semplificate e potranno usufruire del sostegno finanziario dell'UE a titolo del meccanismo per collegare l'Europa (CEF).

L'elenco è adottato nell'ambito del regolamento rivisto sulle reti transeuropee dell'energia (TEN-E) che pone fine al sostegno alle infrastrutture per i combustibili fossili e si concentra sulle infrastrutture energetiche transfrontaliere del futuro. Comprende progetti di interesse comune, realizzati all'interno del territorio dell'UE, e per la prima volta sono di interesse reciproco, collegando l'UE con altri paesi. La Commissione assicurerà che i progetti siano completati in tempi rapidi e possano contribuire a raddoppiare la capacità di rete dell'UE entro il 2030 nonché a centrare l'obiettivo previsto del 42,5 % di energie rinnovabili.

Dei 166 progetti di interesse comune e progetti di interesse reciproco selezionati:

- oltre la metà (85) è costituita da progetti riguardanti l'energia elettrica, le reti offshore e le reti elettriche intelligenti, molti dei quali dovrebbero essere messi in servizio tra il 2027 e il 2030;
- per la prima volta sono inclusi progetti relativi all'idrogeno e progetti di elettrolizzatori (65), che svolgeranno un ruolo fondamentale nell'integrazione del sistema energetico e nella decarbonizzazione dell'industria dell'UE;
- l'elenco comprende anche 14 progetti di reti per il trasporto del biossido di carbonio conformi ai nostri obiettivi di creare un mercato per la cattura e lo stoccaggio del carbonio.

L'elenco di progetti di interesse comune e di progetti di interesse reciproco adottato dalla Commissione passerà al vaglio del Parlamento europeo e del Consiglio.

I due co-legislatori dispongono di due mesi per accettare o respingere integralmente l'elenco, ma non possono modificarlo. Tale processo può essere prorogato di due mesi, se richiesto dai co-legislatori. Una volta adottato l'elenco, la Commissione collaborerà con i promotori dei progetti e con gli Stati membri per sostenere l'attuazione rapida di tale progetti, conformemente alle misure rafforzate proposte oggi nel piano d'azione dell'UE per le reti.

L'elenco adottato è il sesto elenco dell'Unione che comprende progetti di interesse comune e il primo elenco di progetti di interesse comune e progetti di interesse reciproco istituito a norma del regolamento TEN-E rivisto, adottato nel 2022.

Il regolamento riveduto garantisce che i progetti transfrontalieri di infrastrutture energetiche transfrontaliere sostenute dall'UE aiutino l'Unione a conseguire i suoi obiettivi in materia di clima ed energia stabiliti nel Green Deal europeo. Come stabilito nel regolamento TEN-E, tali elenchi sono adottati ogni due anni, a seguito di un'ampia consultazione dei portatori di interessi nell'ambito dei gruppi regionali istituiti dal regolamento TEN-E.

La Commissione Europea approva il piano francese da 4,12 miliardi di euro per l'energia eolica offshore galleggiante

La Commissione europea ha approvato un piano francese da 4,12 miliardi di euro per sostenere la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti nel Golfo del Leone (Francia meridionale). I due parchi eolici offshore galleggianti sostenuti dalla misura saranno tra i primi progetti commerciali di questo tipo in Francia. Si prevede che ciascun progetto avrà una capacità compresa tra 230 e 280 MW e genererà 1,1 TWh/anno di elettricità rinnovabile. Nell'ambito di questo regime ventennale, l'aiuto assumerà la forma di un premio variabile mensile nell'ambito di un contratto per differenza (CfD) bidirezionale, che sarà calcolato confrontando un prezzo di riferimento, determinato nell'offerta di gara del beneficiario ("pay as bid"), nonché dal prezzo di mercato dell'energia elettrica.

La misura è stata approvata nell'ambito del quadro temporaneo di crisi e transizione per gli aiuti di Stato, adottato dalla Commissione nel marzo 2023 e modificato nel novembre 2023, che mira a sostenere misure in settori fondamentali per accelerare la transizione verde e ridurre la dipendenza dai combustibili in Europa.

La Commissione Europea lancia un bando da 4 miliardi di euro per le tecnologie di decarbonizzazione

La Commissione europea ha lanciato un invito a presentare proposte da 4 miliardi di euro per sostenere la diffusione di tecnologie innovative di decarbonizzazione nell'Unione europea nell'ambito del Fondo per l'innovazione dell'UE. Il bando del 2023 sarà finanziato con i proventi del sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE (EU ETS). I progetti saranno valutati in base al loro potenziale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG), al loro grado di innovazione, maturità, replicabilità ed efficienza in termini di costi. Il Fondo per l'innovazione può coprire fino al 60% dei costi rilevanti di un progetto.

I promotori dei progetti possono richiedere sovvenzioni per cinque argomenti con requisiti distinti di budget e spesa in conto capitale (CAPEX): progetti di decarbonizzazione su larga scala (1,7 miliardi di euro disponibili per progetti con CAPEX superiore a 100 milioni di euro); progetti di decarbonizzazione di media scala (500 milioni di euro disponibili per progetti con CAPEX tra 20 e 100 milioni di euro); progetti di decarbonizzazione su piccola scala (200 milioni di euro disponibili per progetti con CAPEX compreso tra 2,5 milioni e 20 milioni di euro); produzione cleantech (1,4 miliardi di euro disponibili per progetti di energia rinnovabile, stoccaggio energetico, pompe di calore e produzione di idrogeno con CAPEX superiore a 2,5 milioni di euro); e progetti pilota di decarbonizzazione (200 milioni di euro disponibili per progetti con CAPEX superiore a 2,5 milioni di euro).

La Commissione UE approva il piano ungherese di ripresa da € 10,4 miliardi

La Commissione europea ha approvato il piano modificato di ripresa e resilienza (RRP) dell'Ungheria del valore di 10,4 miliardi di euro (6,5 miliardi di euro in sovvenzioni e 3,9 miliardi di euro in prestiti) che include un capitolo REPowerEU con un budget di 4,6 miliardi di euro. Il nuovo piano copre 67 riforme e 47 investimenti, di cui il capitolo REPowerEU comprende 13 nuove riforme e 16 investimenti contenenti due investimenti su larga scala che si basano su misure esistenti per raggiungere gli obiettivi del piano REPowerEU di rendere l'Europa indipendente dai combustibili fossili russi prima del 2030.

L'Ungheria ha proposto modifiche a 19 misure contenute nel suo piano originale per tenere conto dell'elevata inflazione del 2023 e delle interruzioni della catena di approvvigionamento causate dalla guerra della Russia contro l'Ucraina.

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 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.

La Francia annuncia una nuova strategia energetica e climatica

Il governo francese ha pubblicato la bozza del Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (NECP), che mira a ridurre del 50% le emissioni di gas serra (GHG) escludendo LULUCF (uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura) entro il 2030 e a raggiungere la neutralità del carbonio entro il 2050. Il piano intende ridurre il consumo energetico finale del 30% nel 2030 a 104 Mtep (da circa 143 Mtep nel 2022), rispetto al 2012, per arrivare ad un consumo di energia primaria di 157 Mtep nel 2030 (da 212 Mtep nel 2022). Questi risparmi di energia primaria dovrebbero essere conseguiti riducendo il consumo di combustibili fossili rispetto al 2012: il consumo di energia primaria basata sul carbone dovrebbe diminuire del 70% nel 2030 e del 75% nel 2035, il consumo di energia primaria basata sui prodotti petroliferi del 50% nel 2030 e del 70 % nel 2035, e il consumo di energia primaria basata sul gas del 40% entro il 2030 e del 60% nel 2035.

Inoltre, il governo punta al 58% di energia decarbonizzata nel mix energetico nel 2030 e al 71% nel 2035, senza specificare un obiettivo in termini di rinnovabili; la quota di energie rinnovabili nel riscaldamento e nel raffreddamento dovrebbe raggiungere il 45% nel 2030 (297 TWh) e il 55% nel 2035 (330-419 TWh) e la Francia dovrebbe produrre 50 TWh di biogas e 48 TWh di biocarburanti. Nel 2030, si prevede che la capacità fotovoltaica del Paese raggiungerà i 54-60 GW, l'eolico onshore 33-35 GW, l'eolico offshore 3,6 GW. Inoltre, entro il 2026 dovrebbero essere impegnati 9,9 GW di nuove capacità nucleari.

La Commissione UE approva lo schema austriaco da 3 miliardi di euro sui costi energetici per le imprese

La Commissione Europea ha approvato un piano austriaco da 3 miliardi di euro destinato a sostenere le aziende che devono far fronte all'aumento dei costi energetici nel contesto della guerra della Russia contro l'Ucraina.

L'intervento si compone di due misure: aiuti con un importo limitato volti a compensare le imprese per l'aumento dei costi di varie fonti energetiche; aiuti per i costi aggiuntivi dovuti agli aumenti eccezionali dei prezzi del gas naturale e dell'elettricità. Nell'ambito di entrambe le misure, gli aiuti assumeranno la forma di sovvenzioni dirette e saranno aperti ad aziende di ogni dimensione e settore (ad eccezione degli istituti di credito e finanziari).

Per la prima misura, l'aiuto non supererà i 250.000 euro per beneficiario attivo nella produzione primaria di prodotti agricoli e i 2 milioni di euro per beneficiario attivo in qualsiasi altro settore. Per la seconda misura l'aiuto complessivo per beneficiario non supererà il 50% dei costi ammissibili, fino ad un massimo di 4 milioni di euro.

Lo stanziamento è stato approvato nell'ambito del quadro temporaneo per la crisi e la transizione sugli aiuti di Stato, adottato dalla Commissione nel marzo 2023 per sostenere misure in settori fondamentali per accelerare la transizione verde e ridurre la dipendenza dai combustibili fossili.

La Commissione UE approva un piano italiano da 1,7 miliardi di euro per lo sviluppo della capacità agrivoltaica

La Commissione Europea ha approvato un piano italiano da 1,7 miliardi di euro per sostenere gli impianti agrivoltaici nel Paese. Lo schema sostiene la costruzione e l'esercizio in Italia di nuovi impianti agrivoltaici per una capacità complessiva di 1,04 GW e una produzione di energia elettrica di almeno 1,3 TWh/anno.

Secondo il piano, gli aiuti saranno concessi ai produttori agricoli, cumulativamente, sotto forma di contributi agli investimenti (bilancio di 1,1 miliardi di euro, che copre fino al 40% dei costi di investimento ammissibili) e tariffe incentivanti (bilancio di 560 milioni di euro). I progetti saranno selezionati attraverso una procedura di gara competitiva e dovrebbero essere operativi entro il 30 giugno 2026.

La misura, approvata, secondo le norme UE sugli aiuti di Stato, rientra nella strategia dell'Italia per ridurre le emissioni di gas serra e aumentare la propria quota di energie rinnovabili, in linea con gli obiettivi strategici dell'UE relativi al Green Deal comunitario. Il programma, che durerà fino al 31 dicembre 2024, sarà parzialmente finanziato attraverso il dispositivo per la ripresa e la resilienza ("RRF") a seguito della valutazione positiva da parte della Commissione del piano per la ripresa e la resilienza dell'Italia e della sua adozione da parte del Consiglio.

Il Parlamento europeo e il Consiglio concordano su obiettivi più elevati di efficienza energetica

Il Parlamento Europeo e il Consiglio d'Europa hanno raggiunto un accordo provvisorio su una proposta di revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (EPBD), con l'obiettivo di ridurre sostanzialmente le emissioni di gas a effetto serra (GHG) e il consumo di energia nel settore edilizio dell'UE entro il 2030 e di essere neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050.

La proposta di revisione della direttiva EPBD prevede che i nuovi edifici occupati o di proprietà delle autorità pubbliche siano a emissioni zero a partire dal 2028, e che tutti i nuovi edifici siano a emissioni zero a partire dal 2030. Gli Stati membri dovrebbero inoltre stabilire misure per garantire una riduzione del consumo medio di energia primaria utilizzata negli edifici residenziali di almeno il 16% entro il 2030 e di almeno il 20-22% entro il 2035. Un'altra misura prevede la ristrutturazione del 16% degli edifici non residenziali con le peggiori prestazioni entro il 2030 e, entro il 2033, degli edifici con le peggiori prestazioni 26 % attraverso requisiti minimi di prestazione energetica. Inoltre, entro il 2030 è prevista la diffusione degli impianti solari in tutti i nuovi edifici residenziali, con l'installazione progressiva negli edifici pubblici e non residenziali esistenti se tecnicamente ed economicamente idonei per gli Stati membri. Per quanto riguarda i sistemi di riscaldamento e raffreddamento, gli Stati membri dovrebbero adottare misure per decarbonizzare i sistemi di riscaldamento per eliminare gradatamente le caldaie a combustibili fossili entro il 2040, compresa la fine delle sovvenzioni alle caldaie a combustibili fossili autonome a partire dal 2025.

L'accordo provvisorio raggiunto tra il Parlamento europeo e il Consiglio deve essere approvato e adottato formalmente da entrambe le istituzioni.

La revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia è una delle proposte "Fit for 55" presentate dalla Commissione nel luglio 2021, che definisce l'obiettivo di raggiungere un parco immobiliare a emissioni zero entro il 2050. L'attuale EPBD (2018) stabilisce requisiti minimi per la prestazione energetica dei nuovi edifici e degli edifici esistenti e introduce un attestato di prestazione energetica degli edifici. Il piano di crescita a lungo termine dell'UE, il Green Deal europeo, mira a rendere l'Europa a zero emissioni di carbonio entro il 2050.

Nigeria e Germania firmano accordi sulla fornitura di energia rinnovabile e gas

Alcune aziende nigeriane e tedesche hanno firmato due accordi, che includono un patto sull'energia rinnovabile e un accordo sull'esportazione di gas. La Union Bank of Nigeria e il gruppo tedesco DWS hanno firmato un MoU sulle energie rinnovabili, che mira a sfruttare 500 milioni di dollari in investimenti in progetti di energia rinnovabile in Nigeria, soprattutto nelle comunità rurali. Inoltre, un secondo protocollo d'intesa sulla partnership per l'esportazione di gas è stato firmato tra la Riverside LNG della Nigeria e il gruppo tedesco Johannes Schuetze Energy Import. La Nigeria fornirà alla Germania 850 kt/anno di GNL, un volume che dovrebbe essere aumentato a 1,2 Mt/anno in una fase successiva.

Germania: i 60 miliardi di euro fuori bilancio rende il cambiamento verde ancora più difficile

La Germania stava già lottando per tenere il passo con i suoi obiettivi climatici. Ora questo sforzo sembra essere ancora più fuori portata dopo la sentenza della Corte costituzionale di Karlsruhe che ha stabilito che 60 miliardi di euro consistevano in finanziamenti fuori bilancio per progetti industriali e di energia pulita. I funzionari governativi temono che anche altri finanziamento simili – forse fino a 770 miliardi di euro – potrebbero dover essere modificati. La sentenza è stata l'ennesimo colpo ai tentativi di decarbonizzare della più grande economia europea, e solleva interrogativi su cosa faranno i rappresentanti delle forze politiche. La Germania è stata costretta a utilizzare più combustibili fossili per domare l'impennata dei prezzi dell'energia durante la crisi regionale dello scorso anno. Il governo ha già riconosciuto di essere in ritardo nel raggiungere i suoi obiettivi di ridurre le emissioni di due terzi rispetto ai livelli del 1990 entro la fine del decennio. Le emissioni di trasporti ed energia della Germania sono in aumento, l'espansione dell'idrogeno e di altre infrastrutture rinnovabili è troppo lenta e quasi ogni sforzo per una politica climatica di vasta portata quest'anno è stato oggetto di preoccupazioni economiche o frustrazioni elettorali.

Il ministro delle Finanze Christian Lindner ha affermato che la sentenza segna un "punto di svolta" per la politica finanziaria, costringendo il governo a stabilire priorità più rigorose nell'allocazione della spesa. La coalizione di governo sta lavorando a un piano di finanziamento rivisto per il suo Fondo per il clima e la trasformazione.

La revisione del bilancio potrebbe influenzare l'implementazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici o l'espansione delle infrastrutture per l'idrogeno. Il ministro dell'Economia Robert Habeck ha promesso subito dopo la sentenza che "tutti gli impegni promessi saranno onorati e nuovi impegni potranno essere assunti solo una volta elaborato il nuovo piano economico". Ad esempio, è previsto un divieto parziale dei sistemi di riscaldamento a combustibili fossili che entrerà in vigore il prossimo anno.

Tuttavia, i rappresentanti dell'industria sono allarmati dalle possibili conseguenze del verdetto, che potrebbero portare alla reintroduzione di una tassa per sostenere l'espansione delle energie rinnovabili, o influenzare i sussidi sui prezzi dell'energia.

Il colpo ai finanziamenti arriva anche in un momento cruciale nella diplomazia climatica internazionale. La Germania si trova in una posizione particolarmente controversa in quanto maggiore inquinatore d'Europa, e a causa della vulnerabilità dimostrata durante la crisi dello scorso anno. La sua forte dipendenza dai combustibili fossili stranieri sottolinea il motivo per cui sono necessari programmi di finanziamento verde così ampi.

Secondo quanto dichiarato dal ministro degli Esteri Annalena Baerbock, durante un briefing in cui avrebbe dovuto delineare ciò che la Germania sta facendo per raggiungere i suoi obietivi, "i*l verdetto ha reso il mondo ancora un po' più complicato*".

La Russia revoca le restrizioni sulle esportazioni di benzina

Il governo russo ha annunciato di aver revocato le restrizioni sulle esportazioni di benzina, due mesi dopo averle implementate. Alla fine di settembre 2023, la Russia ha temporaneamente vietato le esportazioni di benzina e diesel verso tutti i paesi tranne quattro stati ex sovietici (Bielorussia, Kazakistan, Armenia e Kirghizistan) al fine di stabilizzare il proprio mercato interno. La maggior parte delle restrizioni sulle esportazioni di diesel sono state revocate all'inizio di ottobre 2023. La Russia potrebbe reintrodurre i divieti di esportazione in futuro, se necessario.

Nel 2022, la Russia ha prodotto 265 Mt di prodotti petroliferi (di cui 85 Mt di diesel e 42 Mt di benzina) ed ha esportato 111 Mt (38 Mt di diesel e 4 Mt di benzina). La Russia è stata il secondo maggiore esportatore di diesel al mondo nel 2022, dietro agli Stati Uniti e prima dell'Arabia Saudita. Per quanto riguarda le esportazioni di benzina, la Russia si colloca al 15° posto, molto indietro rispetto a Stati Uniti, Paesi Bassi, India e Cina.

La Commissione Ue approva i nuovi piani di ripresa di Belgio, Lettonia e Cipro

La Commissione europea ha approvato i piani modificati di ripresa e resilienza di tre Stati membri: Belgio, Lettonia e Cipro. I piani modificati ora includono un nuovo capitolo REPowerEU, che contribuirà ad accelerare la transizione dei paesi verso l'energia pulita, diversificando le loro forniture energetiche e migliorando la loro efficienza energetica.

Il nuovo piano del Belgio beneficia di 5 miliardi di euro di sovvenzioni e 264 milioni di euro di prestiti e copre 40 riforme e 119 investimenti. Il capitolo REPowerEU, del valore di 726 milioni di euro, comprende quattro nuove riforme, 17 nuovi investimenti e 7 investimenti trasferiti dal piano originale e pone una forte attenzione alla transizione verde, assegnando il 51% dei fondi disponibili a misure che sostengono gli obiettivi climatici, al di sopra dell'obiettivo richiesto del 37%.

Per la Lettonia, il nuovo piano vale ora 1,97 miliardi di euro in sovvenzioni e copre 25 riforme e 63 investimenti. Il capitolo REPowerEU consiste in una nuova riforma e tre nuovi investimenti per realizzare gli obiettivi del piano che mirano a rendere l'Europa indipendente dai combustibili fossili russi prima del 2030. Il piano modificato si concentra sulla transizione verde, dedicando il 42% (rispetto al 37,6% nel piano originale) dei fondi disponibili per misure a sostegno degli obiettivi climatici.

Per quanto riguarda Cipro, il nuovo piano vale ora 1,22 miliardi di euro (0,2 miliardi di euro in prestiti e 1,02 miliardi di euro in sovvenzioni). Il capitolo REPowerEU comprende due nuove riforme, cinque investimenti potenziati che si basano su cinque misure esistenti e due nuovi investimenti per raggiungere gli obiettivi di rendere l'Europa indipendente dai combustibili fossili russi. Nel piano modificato il 45% (rispetto al 41% del piano originale) dei fondi disponibili è destinato a misure che sostengono gli obiettivi climatici.

Per beneficiare dei 724 miliardi di euro del Recovery and Resilience Facility (RRF) 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.

Regione Sicilia e Terna, firmato protocollo d'intesa per monitorare le richieste di connessione alla rete di impianti rinnovabili

Regione Siciliana e Terna hanno firmato un Protocollo d'Intesa per avviare una nuova collaborazione allo scopo di migliorare la programmazione e la localizzazione di nuove infrastrutture elettriche nel territorio e anche per accelerare le opere del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, necessarie al raggiungimento degli obiettivi indicati nel Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).
In particolare, come si apprende da una nota di Terna, sarà possibile monitorare le richieste di connessione alla rete di impianti rinnovabili, attraverso la condivisione di informazioni e dati.
In base all'accordo sarà istituita una cabina di regia, con poteri di indirizzo, e saranno istituiti tavoli tecnici per regolare le attività di scambio dati, concertazione, gestione delle esigenze territoriali e semplificazione normativa. Grazie a una nuova piattaforma digitale, che rappresenterà un canale privilegiato per lo scambio di informazioni con Istituzioni come Regioni, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), Terna digitalizzerà la comunicazione tra enti riguardo lo stato degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e l'iter delle richieste di connessione alla rete di trasmissione elettrica nazionale.

Eni, il nuovo eni.com racconta il mondo dell'energia e la transizione energetica

Eni ha lanciato a fine novembre 2023 la nuova versione di **eni.com** ridisegnando il proprio sito web con per raccontare la transizione energetica e tecnologica in modo sempre più chiaro, efficace e accessibile.
Il nuovo sito risponde alle esigenze di Eni di comunicare la propria strategia di decarbonizzazione, caratterizzata dallo sviluppo e impiego di tecnologie proprietarie per fornire energia sicura e sempre più pulita e dalla diversificazione delle fonti energetiche.
Il nuovo portale presenta un'interfaccia ridisegnata seguendo i principi di semplificazione del linguaggio e della navigazione, contribuendo a ridurre le emissioni, attraverso l'ottimizzazione delle immagini e degli elementi di design per creare pagine più leggere ed efficienti nel caricamento.

Snam completa l'acquisto di una FSRU da 5 miliardi di metri cubi/anno per Ravenna LNG

La Snam ha completato l'acquisto di un'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) da 5 miliardi di metri cubi/anno, che sarà ormeggiata al terminale GNL di Ravenna, situato nella regione Emilia-Romagna. La FSRU BW Singapore, costruita nel 2015, è stata acquistata da Snam da BW LNG per circa 367 milioni di euro. Ha una capacità massima di stoccaggio di circa 170.000 mc di GNL.
Il terminale GNL di Ravenna, la cui operatività è prevista nel 2025 e per il quale Snam ha annunciato un investimento complessivo di 1 miliardo di dollari, è il secondo terminale di rigassificazione realizzato dalla società italiana, dopo lo sviluppo del terminale di rigassificazione di Piombino da 5 miliardi di metri cubi/anno. Snam prevede che le due FSRU innalzeranno la capacità di rigassificazione totale dell'Italia dall'attuale 25% a circa il 40% della domanda complessiva di gas. L'Italia ha importato quasi 10 miliardi di metri cubi di GNL nel 2022 (circa il 14% delle importazioni totali di gas del Paese durante quell'anno).

Ministero della Difesa ed Eni, si consolida la collaborazione strategica per la sicurezza del Paese

È stato siglato a inizio dicembre 2023 a Roma un Protocollo d'Intesa tra il Ministero della Difesa ed Eni. L'accordo, si legge in una nota di Eni, consolida la collaborazione strategica su security e valutazione dei rischi attraverso la condivisione di esperienze e informazioni, che possano integrare le reciproche competenze acquisite nelle diverse aree geopolitiche di comune interesse.
Sono inclusi gli scenari relativi alla protezione delle infrastrutture e i siti di importanza strategica per gli interessi nazionali, le attività congiunte di assistenza alle comunità locali, la promozione della cultura dell'innovazione, con particolare attenzione alle nuove tecnologie e anche agli aspetti organizzativi, formativi e addestrativi.

Bollette elettriche, calano del 10,8% quelle in tutela nel primo trimestre 2024

Diminuiti i consumi di gas soprattutto nel settore termoelettrico, principalmente dovuta alla ripresa della generazione del parco nucleare francese e al contributo della produzione da fonti rinnovabili.

Bolletta elettrica in calo del 10,8% per la famiglia in tutela nel primo trimestre 2024. Lo certifica l'Arera nel suo consueto aggiornamento. Sul finire dell'anno, si apprende, le tensioni in Medio Oriente hanno interrotto il trend in discesa dei prezzi delle materie prime energetiche, tra cui il petrolio e il gas naturale. La domanda di gas si mantiene contenuta e il livello degli stoccaggi europei resta di poco inferiore al 90% della capacità disponibile. Inoltre, la contrazione dei consumi di gas soprattutto nel settore termoelettrico, principalmente dovuta alla ripresa della generazione del parco nucleare francese e al contributo della produzione da fonti rinnovabili, ha favorito nel trimestre in corso il ribasso del prezzo dell'energia elettrica (PUN) che, secondo le stime, nel primo trimestre del 2024 è atteso su valori intorno ai 114 €/MWh. In termini di effetti finali la spesa per la famiglia-tipo nell'anno scorrevole (compreso tra il 1° aprile 2023 e il 31 marzo 2024) sarà di circa 684 euro, -50% rispetto ai 12 mesi equivalenti dell'anno precedente (1° aprile 2022- 31 marzo 2023).

Nel dettaglio delle singole componenti in bolletta, il prezzo finale per la famiglia tipo risulta così di 25,24 centesimi di euro al kWh, comprensivo di imposte, contro i 28,29 centesimi di euro al kWh del trimestre precedente. La variazione del -10,8% è sostanzialmente legata alla diminuzione complessiva della spesa per la materia energia, circa -14%, controbilanciata da rialzi per le tariffe di rete regolate e oneri generali di sistema.

Edison, completata la costruzione di 8 impianti fotovoltaici in Piemonte e Sicilia

Edison ha completato a dicembre 2023, tramite la controllata Edison Rinnovabili, la costruzione di 8 nuovi impianti fotovoltaici per complessivi 80 MW in Piemonte e in Sicilia. È quanto si apprende da un comunicato della società. Grazie all'entrata in esercizio di questi impianti, Edison Rinnovabili – operatore integrato dallo sviluppo alla realizzazione, gestione e manutenzione - raddoppia la sua capacità installata da fotovoltaico, portandola a 160 MW, in linea con l'impegno di crescita che prevede 5 miliardi di euro di investimento tra il 2023 e il 2030, così da aumentare la capacità da fonti rinnovabili da 2 a 5 GW e contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione del Paese.

Edison ha costruito 6 nuovi impianti fotovoltaici in provincia di Torino e di Alessandria per complessivi 34 MW e 2 nuovi impianti in provincia di Enna per 46 MW. Nel primo trimestre del 2024 il Gruppo intende aprire cantieri per nuove realizzazioni rinnovabili, sia di eolico che di fotovoltaico, per 210 MW già autorizzati su tutto il territorio nazionale.

Terna, è entrata in esercizio l'interconnessione tra Italia e Austria

È entrato in esercizio l'elettrodotto a 220 kV in cavo completamente interrato che collega Italia e Austria.

L'investimento complessivo per l'opera realizzata da Terna, è stato di 80 milioni di euro.

Il collegamento si sviluppa per 28 km lungo il confine italo-austriaco e unisce le stazioni elettriche di Glorenza (in provincia di Bolzano) e Nauders (la prima città austriaca dopo il valico alpino del Passo Resia). L'opera consente ai due Paesi di aumentare di 300 MW la capacità di interscambio elettrico in importazione, raddoppiando quella attuale, favorendo una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e l'incremento dell'affidabilità della rete elettrica nelle aree coinvolte. Per la parte italiana, l'intervento, che rientra nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge 99/2009, è stato promosso dalla società Resia con cui Terna ha sottoscritto un framework contrattuale a titolo oneroso che ne regola la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione.

In aggiunta, il collegamento con l'Austria garantirà maggiori scambi di elettricità, convogliando verso i centri di maggior consumo l'energia proveniente dall'estero a minor costo, con conseguenti benefici per il sistema elettrico nazionale. I cantieri, che hanno coinvolto numerose imprese specializzate, sono stati avviati alla fine del 2020 da Terna in coordinamento con APG, il gestore della rete elettrica austriaca. L'opera è il risultato di un lungo percorso decisionale partecipato dal territorio durante il quale l'azienda ha incluso, sin dalle fasi inziali, la popolazione, gli enti e tutte le istituzioni locali.

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