

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 02/2024



Energia ed Economia

Editoriale (pag. 1)

Il ruolo dei materiali critici nella transizione energetica: il caso delle terre rare

di Matteo Di Castelnuovo e Andrea Biancardi

Dialogo sull'energia (pag. 3)

Intervista con Carlo Di Primio, Managing Partner Horus Green Energy Investment,

a cura di Antonella Donia

Approfondimenti

Greggi, prodotti e dintorni (pag. 6)

di Vittorio D'Ermo

La fornitura di uranio arricchito: dinamiche e sfide dopo l'invasione russa dell'Ucraina (pag. 8)

(Studio Enerdata)

La diffusione dei veicoli elettrici: raggiungerà gli obiettivi attesi? (pag. 14)

di Pacco Bailly e Jacques Despres

Osservatorio energia AIEE (pag. 21)

L'Europa si avvicina al gas mentre gli obiettivi net-zero si allontanano

di Gianluca Carrino

Eventi (pag. 22)

10 aprile 2024 - La riforma del mercato elettrico italiano a venti anni dall'avvio,

organizzato da AIDEN – AIEE – AIET

28-30 Novembre 2024 - 8th AIEE Energy Symposium - Current and Future Challenges to Energy Security

Organizzato con l'Università di Padova

Notizie dal mondo (pag. 23)

Notizie dall'Italia (pag. 39)

Il ruolo dei materiali critici nella transizione energetica: il caso delle terre rare

di Matteo Di Castelnuovo e Andrea Biancardi

Tre grandi transizioni si stanno attualmente sovrapponendo e intrecciando fra loro rivoluzionando il nostro modo di vivere: una transizione energetica, una transizione digitale e una transizione di potenza. La prima, ormai nota a tutti, consiste nella progressiva sostituzione dei combustibili fossili nell'economia con fonti di energia pulita e rinnovabile. La seconda consiste nella massiccia, trasversale e pervasiva diffusione di tecnologie digitali in ogni settore e ambito della società. Infine, la terza consiste nella modifica degli equilibri internazionali da parte di nuovi attori (es. Big Tech, grandi città) e soprattutto nella sfida per l'egemonia globale lanciata agli Stati Uniti (leggasi egemone) da parte della Cina (principale rivale). Fattore comune a queste tre grandi transizioni è rappresentato da alcuni materiali (es. litio, cobalto, rame, nickel, terre rare, etc..) che sono impiegati nella realizzazione delle tecnologie (civili e militari) su cui si basa il successo e l'esito delle transizioni stesse.

Di seguito ci focalizzeremo sulle terre rare, un gruppo di elementi della tavola periodica (da un punto di vista chimico si tratta di metalli) che per via delle loro eccezionali proprietà fisico-chimiche vengono definite "vitamine dell'industria moderna". Le terre rare, infatti, sono in grado di potenziare e migliorare le caratteristiche dei prodotti in cui vengono utilizzate raggiungendo un grado di sofisticazione che altrimenti non sarebbe possibile. Proprio per queste eccezionali proprietà trovano crescente applicazione in numerosi settori: dall'elettronica all'informatica, dalla medicina avanzata alla manifattura delle tecnologie verdi, dall'automotive all'aerospazio, fino al settore al settore della difesa.

Numerose applicazioni in campo civile e militare

Solo per citare alcuni impieghi delle terre rare in campo civile, essi includono: la produzione di hard disk per computer, di smartphones, schermi e display elettronici di ultima generazione e touch-screen, fibre ottiche, robot e altri prodotti high-tech, catalizzatori (es. utilizzati nell'industria petrolchimica). Le terre rare vengono utilizzate anche nella medicina avanzata come agenti di contrasto per risonanze magnetiche, macchinari per raggi X, test di screening genetici, analisi e trattamenti

per i tumori, etc. Ma, senza alcun dubbio, uno degli impieghi più importanti (anzi il singolo impiego più importante delle terre rare in termini di domanda) è rappresentato dalla realizzazione di magneti permanenti, a loro volta utilizzati nei motori elettrici dei veicoli di nuova generazione per aumentarne l'efficienza e la potenza (es. auto ibride ed elettriche) e nelle turbine eoliche (in particolare quelle offshore).

Terre rare e (super)magnetite sono poi cruciali per la realizzazione di sofisticate apparecchiature militari, come: missili di precisione teleguidati, radar di ultima generazione, laser e droni, apparecchiature per la visione notturna, nonché la produzione dei motori degli aerei da combattimento, etc. Si stima che un aereo da caccia di ultima generazione F-35 prodotto dall'azienda statunitense Lockheed Martin, ritenuto uno dei più avanzati al mondo, contenga ben 417 Kg di terre rare, un cacciatorpediniere di ultima generazione americano ne contenga fino a quasi sei volte tanto e un sottomarino di ultima generazione americano almeno dieci volte tanto.

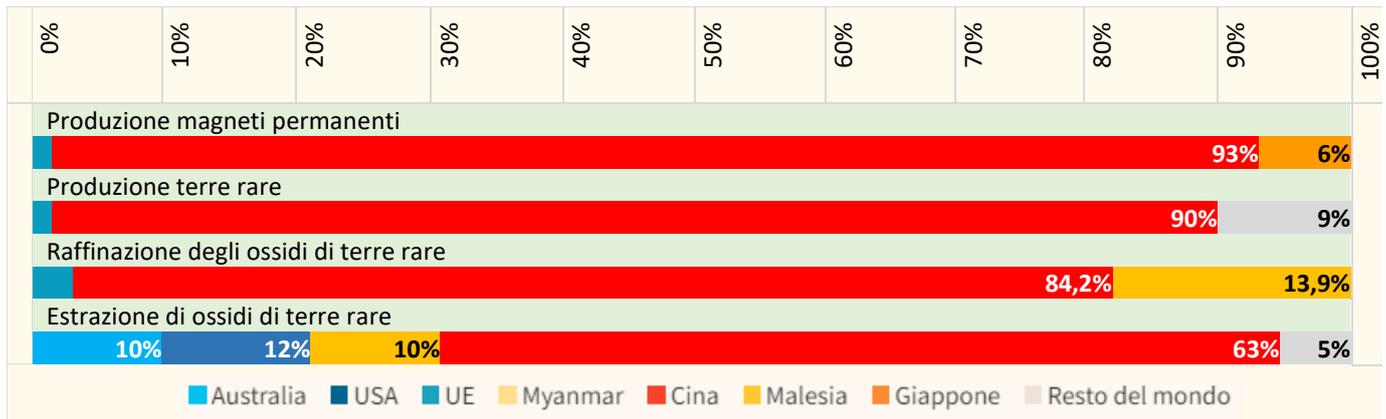
Gli esempi appena citati fanno intuire la strategicità di tali elementi e l'importanza di garantirne l'approvvigionamento negli anni a venire. Questo vale soprattutto per chi li importa, mentre chi li estrae o ne controlla le fasi di raffinamento, distribuzione e utilizzo potrebbe invece beneficiare di un importante vantaggio competitivo.

Le terre sono rare per tutti ma per alcuni sono più rare

Il nome "terre rare" è spesso oggetto di fraintendimenti. In effetti, sono elementi relativamente abbondanti e si chiamano così perché sono presenti in basse concentrazioni all'interno di vari minerali sparsi sulla crosta terrestre. Insomma, quel che è veramente raro sono i giacimenti sufficientemente grandi e concentrati da renderne economica l'estrazione e la successiva lavorazione.

Non tutte le terre rare poi sono uguali. Al di là delle proprietà specifiche di ogni singolo elemento che ne determina una diversa applicazione tecnologica, in base al numero atomico si distingue tra terre rare leggere (es. neodimio) e pesanti (es. disprosio). I depositi di terre rare pesanti tendono ad essere ancora più piccoli e meno concentrati degli altri. Di conse-

Quota sul totale nei processi della catena del valore delle terre rare



Fonte: Commissione Europea

guenza la loro estrazione è molto più complicata e costosa e anche il loro valore tende ad essere più elevato.

Venendo all’analisi dei players attivi lungo la filiera, la Cina emerge come il leader indiscusso, motivo che desta non poche preoccupazioni, soprattutto alla luce della crescente rivalità geopolitica tra grandi potenze. Negli ultimi dieci anni la sua quota di mercato si è progressivamente ridotta ma continua a essere di gran lunga superiore a quella degli altri Paesi. La Cina ha rappresenta il 63% della produzione mondiale, seguita da Stati Uniti (12%), Myanmar (10%) e Australia (10%).

Per fare un confronto, nello stesso anno, la quota combinata dei tre principali produttori di petrolio (USA, Russia e Arabia Saudita) ammontava a poco meno del 40%.

Inoltre, ricordando la distinzione tra terre rare pesanti e leggere, quasi tutte le terre rare pesanti del mondo (quelle con valore economico maggiore) provengono da depositi cinesi o birmani, spesso sfruttati illegalmente, situati al confine con la Cina ed esportati verso quest’ultima.

Recuperare il terreno perso: la sfida dell’Occidente

I leader occidentali hanno finalmente compreso che la situazione di quasi-monopolio lungo la filiera comporta notevoli rischi in termini di sicurezza delle forniture, tempistiche e colli di bottiglia, volatilità dei prezzi e rischi di natura geopolitica. Ciò ha risvegliato l’interesse, soprattutto negli Stati Uniti e nell’Unione Europea, per la ricerca, l’estrazione e la raffinazione di metalli sul suolo domestico.

L’intensificazione degli sforzi per la costruzione (o ricostruzione) di catene di approvvigionamento alternative a quella cinese è necessaria. Tuttavia, è fondamentale essere coscienti del fatto che sfuggire al quasi-monopolio cinese non sarà facile, anche perché la Cina possiede un certo vantaggio competitivo in termini di know-how sulla lavorazione delle terre rare piaz-

zandosi al primo posto come numero di brevetti depositati ogni anno. Dal momento che le attività di separazione e raffinazione sono complicate e sono richieste competenze altamente specializzate, quello dei brevetti è un aspetto da non sottovalutare quando si ambisce a mettere in piedi supply-chains alternative. Inoltre, la messa a regime degli impianti è un processo complesso che richiederà molti anni e che potrebbe anche trovare l’opposizione delle comunità locali. Le attività di estrazione e successiva lavorazione delle terre rare, infatti, hanno un notevole impatto in termini ambientali, comportando elevati consumi di roccia, acqua ed energia (con relative emissioni in atmosfera). Inoltre, è quasi sempre richiesto l’utilizzo di acidi per l’eliminazione dei residui e la purificazione delle terre rare nonché per la loro successiva separazione. Come se non bastasse, le attività di estrazione e separazione comportano molto spesso la produzione di elementi tossici e radioattivi che devono essere trattati di conseguenza per evitare un grave impatto sull’ecosistema. Occorre pertanto investigare nuovi approcci e tecniche di produzione sostenibili e garantire fin da subito i più alti standard ambientali e sociali.

Anche soluzioni di economia circolare e il riciclo delle tecnologie che impiegano le terre rare come i magneti permanenti, sebbene siano fondamentali, non saranno in grado di fornire un contributo significativo se non fra qualche anno. Attualmente, infatti, il tasso di riciclo di questi materiali è ancora molto limitato e appare assai improbabile aumentarlo significativamente in poco tempo.

Insomma, nel breve periodo le armi a disposizione per contrastare il dominio cinese sulle terre rare sembrano abbastanza spuntate. Occorre soltanto augurarsi di avere abbastanza tempo per assicurarsi forniture stabili alternative di “vitamine” prima che le altre vengano utilizzate come arma geopolitica.

Critical Raw Materials Act (CRMA)

Il 18 marzo 2024 è stato adottato il Regolamento UE che istituisce un quadro atto a garantire un approvvigionamento sicuro e sostenibile delle materie prime critiche. tre parametri di riferimento per il consumo annuale di materie prime dell’UE:

- 10% da estrazione locale;
- 40% da trasformare nell’UE;
- 25% da materiali riciclati.

Il nuovo testo fissa obiettivi ambiziosi per l’Europa: estrarre a livello nazionale il 10% e trasformare il 40% del consumo annuale di minerali chiave entro il 2030. L’UE punterà a riciclare il 25% (rispetto al 15%) delle materie prime critiche che finiscono nei rifiuti. Il testo stabilisce limiti temporali per l’autorizzazione di progetti di estrazione, riciclaggio e lavorazione delle 16 materie prime considerate “strategiche” per la transizione verde e digitale dell’UE. Nessun fornitore estero dovrebbe fornire più del 65% di qualsiasi materia prima strategica.

Dialogo con Carlo Di Primio

Managing Partner
Horus Green Energy Investment

a cura di Antonella Donia

Perché è importante oggi investire in energie rinnovabili in Italia?

Credo che l'importanza di investire in Italia nelle energie rinnovabili non sia una scoperta di oggi ma abbia radici profonde nel passato.

Per un paese grande consumatore di energia - la seconda manifattura d'Europa e una delle prime sette economie del mondo occidentale - ma al tempo stesso quasi del tutto privo di risorse fossili ed in particolare di quelle energetiche, investire nelle energie rinnovabili sia non solo una opportunità bensì un "must".

In passato è stato già fatto, sfruttando le grandi derivazioni d'acqua, per la produzione di energia idroelettrica che ancora oggi costituisce la principale fonte rinnovabile in termini di copertura del fabbisogno di energia. Dalla metà degli anni 90 i progressi della tecnologia hanno consentito di avviare anche lo sviluppo su scala industriale dell'energia prodotta dal vento e dal sole.

All'inizio non è stato semplice. Da un lato, le stesse grandi compagnie elettriche, abituate alle grandi dimensioni delle loro unità di generazione e alla possibilità di gestirle secondo programmi predefiniti, hanno avuto difficoltà ad accettare l'idea di avere parchi di generazione formati da impianti di pochi MW e neanche programmabili perché dipendenti da fattori non controllabili come il vento ed il sole.

Dall'altro, la partenza con un sistema di incentivi non ben studiato ha creato diffidenza nei confronti delle fonti rinnovabili, che sono state viste come un'energia producibile solo se sovvenzionata e quindi causa di aumento dei costi per i consumatori.

A tutto ciò si aggiungeva anche l'opposizione di alcune associazioni verdi preoccupate più da una logica Nimby che da una valutazione dei benefici per l'ambiente.

Oggi la situazione è radicalmente cambiata, perché lo sviluppo della tecnologia, sia nell'eolico che nel fotovoltaico, consente di realizzare progetti "utility scale" che producono energia che, non solo non abbisogna di incentivi, ma si colloca nella fascia bassa di costo rispetto all'uso di altre fonti fossili, contribuendo a ridurre il costo medio per il consumatore, come ha recentemente evidenziato anche un Rapporto di Confindustria.

La possibilità di associare agli impianti di produzione ed ai servizi di rete adeguati sistemi di stoccaggio consentirà inoltre di superare i limiti di non programmabilità per le fonti intermittenti.

Si dovrebbe quindi concludere che ci sono tutte le condizioni per rendere l'Italia un paese ottimale per investire nelle rinnovabili e le richieste di connessioni alla rete di trasmissione di Terna sembra confermarlo, se si tiene conto che al 31 marzo scorso avevano raggiunto il livello di 336 GW (145 di fotovoltaico, 101 di eolico a terra e 90 di eolico offshore).



Tutto dovrebbe essere perciò semplice, ma in realtà non lo è. Senza volersi addentrare sulle difficoltà che i processi autorizzativi incontrano presso molte Sovrintendenze o altre istituzioni, mi limito a citare il provvedimento uscito in questi giorni per iniziativa del Ministro dell'Agricoltura che intende contenere rigidamente l'uso dei suoli agricoli per l'installazione di progetti fotovoltaici, paventando il rischio di una pericolosa riduzione dei suoli utilizzabili per l'agricoltura.

Credo bastino due cifre per dimostrare quanto questa preoccupazione sia fondata sulla disinformazione se non sul rifiuto ideologico. Secondo il nuovo PNIEC in via di aggiornamento, la capacità complessiva di impianti da realizzare a terra per rispettare gli obiettivi fissati dalla UE al 2030 dovrebbe essere di circa 40 GW, corrispondenti a circa 60.000 ettari di terreno. Secondo i dati ISTAT ci sono più di un milione di ettari di terreni agricoli non utilizzati.

Potrei aggiungere diverse altre informazioni e considerazioni sull'importanza delle energie rinnovabili. Mi limito solo a citare le bioenergie e la geotermia perché ritengo di essere già andato molto lungo e siamo solo alla prima domanda.

Quali fonti spingono di più?

Nella risposta alla prima domanda ho riportato i dati comunicati da Terna, aggiornati al 31 marzo scorso, sul numero di richieste di connessione alle reti di trasmissione ripartite tra progetti fotovoltaici (43%) progetti eolici on-shore (30%) e progetti eolici off-shore (27%).

Anche se il numero di richieste pervenute a Terna è largamente superiore a quello che presumibilmente verrà autorizzato e realizzato in quanto non tiene conto della moria di progetti legata alla lunghezza e alle incertezze dei processi autorizzativi che spingono i proponenti a massimizzare la domanda, dando spa-

zio anche a soggetti che hanno finalità puramente speculative, i suddetti dati sono comunque sintomatici dell'interesse e delle aspettative degli operatori per le diverse tecnologie.

Certamente il fotovoltaico è la fonte che spinge maggiormente sia perché l'Italia è, insieme alla Spagna, il Paese europeo con le migliori condizioni meteo-climatiche ed orografiche per lo sviluppo di tali progetti, come dimostra anche il numero e la qualità degli investitori internazionali arrivati, sia per la minore complessità della tecnologia nella realizzazione e gestione degli impianti.

L'eolico, come somma dell'on-shore e dell'off-shore, vale il 57%, cioè più del fotovoltaico. Gli impianti a terra hanno certamente ancora spazio, anche se va tenuto presente che i siti migliori sono stati già sviluppati e che esiste già un importante programma di crescita legato al repowering degli impianti esistenti. Sta invece crescendo molto rapidamente il comparto dell'eolico off-shore sia perché, dopo un periodo di forte resistenza a tanti progetti da parte di molte comunità ed autorità locali interessate ai tratti di costa coinvolti da tali progetti, la tecnologia che consente oggi l'installazione in mari più profondi e quindi più lontani da terra ed esiste inoltre la possibilità di realizzare in mare campi eolici di maggiori dimensioni. Tra l'altro, lo stesso MASE vede nell'autorizzazione dei progetti eolici off-shore la possibilità di accelerare quel ritmo di crescita delle rinnovabili che l'Italia si è impegnata attuare per raggiungere gli obiettivi al 2030 e che la lentezza congenita della burocrazia rende assai difficili.

Secondo il Sole 24 Ore, l'Italia è stata da record per le rinnovabili nel 2023: la produzione netta totale di elettricità è avvenuta per il 43,8% grazie alle fonti green. Questo trend proseguirà?

La crescita dell'incidenza delle rinnovabili sulla produzione netta totale di elettricità è certamente un dato positivo, anche se il 43,8% raggiunto dall'Italia si deve confrontare con l'incidenza registratasi in Spagna e Germania, dove le rinnovabili hanno superato il 50%, e in Gran Bretagna, dove ha raggiunto il 47%.

Ma deve tenere presente altresì la riduzione del livello complessivo della produzione che è continuato a decrescere dopo lo scoppio della crisi in Ucraina e ha pesato soprattutto sul settore della generazione termoelettrica, agevolando il segno più attribuito alle rinnovabili.

A questo ultimo riguardo non va neanche dimenticato che, dopo un 2022 fortemente influenzato dalla siccità, c'è stata una ripresa della produzione idroelettrica, cui va il maggior merito della buona performance delle rinnovabili.

Per quanto riguarda l'eolico e fotovoltaico che pure hanno registrato un segno più, hanno ancora risentito della lentezza con cui si è mosso il rilascio di nuove autorizzazioni che è cresciuto nel 2023 ma ha cominciato a farsi sentire soprattutto nella seconda parte dell'anno e ha quindi potuto tradursi solo in parte in maggiore capacità produttiva in operation.

L'impegno del MASE per una semplificazione delle procedure ed il potenziamento della Commissione VIA stanno contribuendo a far crescere il numero delle autorizzazioni accordate, anche se in misura sempre troppo limitata rispetto alle

aspettative degli investitori ed alle esigenze indicate dallo stesso MASE per raggiungere gli obiettivi al 2030.

Sarà possibile centrare i target stabiliti anche a livello europeo?

Gli obiettivi fissati a livello europeo con il Green Deal, già assai impegnativi per l'Italia, sono diventati sfidanti e molto più difficili da perseguire a valle della presentazione da parte della Commissione europea del Piano Repower EU, per affrontare le conseguenze prodotte dall'invasione russa dell'Ucraina.

La decisione di rinunciare alle importazioni di gas e delle altre fonti energetiche fossili dalla Russia, associata alla necessità di fronteggiare il rilevante aumento dei costi di approvvigionamento prodotto dalla turbolenza dei mercati, ha infatti indotto la Commissione ad alzare il livello dei target da raggiungere al 2030, nella logica di una riduzione della dipendenza dalle importazioni mediante il contenimento della domanda attraverso l'efficientamento dei consumi e, soprattutto, con la realizzazione di una maggiore autonomia energetica interna con l'accelerazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Questi obiettivi avrebbero richiesto all'Italia un cambio di passo nel rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti. Ma anche se qualche passo avanti è stato fatto, i tempi rimangono inadeguati. Tre anni per ottenere l'autorizzazione di un progetto fotovoltaico ed un lasso ancora più lungo per progetti eolici sono tempi assolutamente incompatibili con il raggiungimento degli obiettivi che l'Europa ci ha dato per le rinnovabili e che l'Italia ha formalmente condiviso, anzi ha giudicato insufficienti sottoscrivendo la dichiarazione finale del G7 Energia che chiede di triplicare, a livello globale, la nuova capacità di produzione di energia rinnovabile. In questa situazione le decisioni prese negli ultimi giorni su solare e agricoltura sono sconcertanti.

Le crisi internazionali influenzano in qualche modo la produzione in Italia e in Europa?

Come ho appena accennato la crisi ucraina ha indotto la Commissione Europea a fissare obiettivi più impegnativi che comportano l'esigenza di un incremento della produzione di energia rinnovabile.

Ma anche la più recente crisi scoppiata in Medio Oriente tra Israele ed Hamas costituisce un fattore di instabilità per i mercati oil-gas, da cui l'Europa e l'Italia continueranno a dipendere durante la transizione energetica, che sollecita un rafforzamento dell'impegno per accrescere l'autonomia energetica con lo sviluppo delle rinnovabili.

Queste esigenze sono state discusse e condivise recentemente a Torino anche dai Ministri Energia, Ambiente e Clima del G7, che pur rappresentando un quadro composito di paesi, alcuni dei quali produttori ed esportatori di energie fossili, si sono trovati d'accordo sulla necessità di accelerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili sia nell'ottica della decarbonizzazione sia per ridurre la vulnerabilità legata alla dipendenza da importazioni da aree instabili.

In questo quadro complesso fatto di segnali positivi e segnali negativi come si colloca Horus Green Energy Investment e quali sfide si sente pronta ad affrontare?

Horus Green Energy Investment è nata nel 2018, in un momento in cui si sono intraviste prospettive molto promettenti per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e si è ritenuto che ci fossero le condizioni per valorizzare un bagaglio di conoscenze ed esperienza in un settore ancora relativamente poco strutturato.

La conoscenza del business energetico nelle sue diverse articolazioni, l'esperienza nel complesso modo istituzionale che condiziona lo sviluppo di questo settore, la capacità di aggregare conoscenze ingegneristiche e di sviluppare rapporti con grandi istituzioni finanziarie internazionali hanno consentito ad Horus di fare un buon lavoro, stabilendo un importante rapporto di collaborazione e fiducia con importanti investitori. Ciò ha permesso ad Horus di impostare un solido e ben strutturato programma di sviluppo di progetti di impianti fotovoltaici di produzione e stoccaggio, per se stessa e per alcuni qualificati investitori internazionali. Inoltre la consistenza della struttura ingegneristica ha consentito di sviluppare attività di "service" di ingegneria nel settore dei repowering, delle due diligence e delle altre forme di assistenza tecnica.

Del resto, quanto alle condizioni generali, economiche e strategiche, favorevoli allo sviluppo di questo settore in Italia, come ho già sottolineato non credo ci siano dubbi, anzi ribadisco c'è un "must" da cui il paese non può sottrarsi, non solo per gli impegni che come tutte le grandi economie si è preso per combattere i cambiamenti climatici, abbandonando l'impiego delle energie fossili, ma anche perché lo sviluppo delle energie



rinnovabili va visto in funzione dell'autonomia energetica e della riduzione del costo dell'energia.

Certamente la complessità e la lentezza dei processi autorizzativi e quindi della realizzazione di nuovi impianti non sono fattori positivi e quando accompagnate da provvedimenti del Governo che sembrano orientate a frenare lo sviluppo basandosi su motivazioni del tutto errate e pretestuose, possono generare disorientamento e sfiducia, soprattutto da parte di investitori internazionali per i quali l'equilibrio, la certezza ed il rispetto delle regole sono le prime condizioni cui si fa riferimento quando si decide di investire in un paese.

Peraltro è mio fermo convincimento che l'oggettività dei dati e l'esigenza per l'Italia di non perdere un treno che in tutti i paesi avanzati è già partito, nonché il rispetto degli impegni presi a livello internazionale, costituiranno fattori determinanti per consentire anche al nostro Paese di sviluppare tutte le proprie potenzialità nel settore delle energie rinnovabili.





Greggi, prodotti e dintorni

di Vittorio D'Ermo

Il ritorno di attenzione ai fondamenti spinge il Brent sotto i 90 \$/b in un contesto geopolitico che rimane estremamente complesso e ancora ricco di tensioni; segnali di ribasso per benzina e diesel; margini di raffinazione stazionari. Gas al TTF e PUN in aumento.

L'attacco missilistico condotto contro lo Stato di Israele dalla Repubblica Islamica dell'Iran, condotto nella notte del 12 aprile, ha provocato un aumento della tensione in tutto il Medio Oriente, ma le conseguenze sul mercato petrolifero sono state pressoché nulle in contrasto con le attese di molti osservatori.

Il fenomeno non è senza precedenti in quanto le quotazioni di beni come il petrolio o altre materie prime critiche tendono a salire più nella fase di incertezza che precede un evento di tipo militare o politico che nella fase successiva, quando si possono valutare con maggiore precisione le conseguenze dell'evento stesso.

In effetti l'operazione militare condotta dall'Iran, al di là dell'impatto mediatico e di immagine nei confronti della comunità internazionale, certamente rilevante, non ha prodotto conseguenze sulla popolazione israeliana e/o, su scala più ampia, su infrastrutture critiche per l'approvvigionamento di petrolio e gas dei paesi occidentali.

L'iniziativa iraniana ha aperto l'interrogativo su possibili interventi di risposta da parte di Israele ma non ha provocato nuove tensioni sul mercato petrolifero che è tornato a guardare con maggiore attenzione alla situazione economica, non brillante, ed ai fondamentali del mercato privi di forti spunti rialzisti.

I dati settimanali dell'EIA-Doe hanno evidenziato, infatti, un nuovo aumento delle scorte di greggio aumento delle scorte di greggio, anche se in presenza di una riduzione di quelle di benzina e distillati, mentre le immissioni al consumo si sono stabilizzate sui 19,2 milioni di b/g. Lo stesso bollettino ha messo in luce un sensibile aumento delle esportazioni nette di greggio e prodotti contribuendo così a ridurre le tensioni sul mercato

internazionale.

La terza settimana di aprile ha così assistito ad una riduzione dei prezzi con il Brent che è sceso sotto quota 90 \$/b con una media settimanale pari a 89,3 \$/b rispetto alla precedente di 92,0. Nella giornata di venerdì il prezzo del Brent ha registrato un modesto aumento per effetto della notizia di una azione dimostrativa di Israele contro una base iraniana che però non ha suscitato particolari reazioni.

Il WTI, dal canto suo, ha concluso la settimana con un prezzo medio di 84,7 \$/b, rispetto agli 86,50 di quella precedente.

L'interrogativo di fondo per i prossimi giorni riguarda l'effettivo inizio di una fase di riduzione delle tensioni anche sul fronte di Gaza dove, in contrasto con le linee auspiccate dal vertice dei G7, l'attività militare israeliana continua a svilupparsi.

Il mercato dei prodotti ha risentito della minore pressione sul petrolio.

Il prezzo medio settimanale della benzina, CIF Genova si è collocato a 955,3 \$/t, ma nella giornata di venerdì è stato toccato il livello di 940,8 \$/t su un trend ribassista.

Il prezzo medio del diesel è stato pari a 808,0 \$/t, in riduzione rispetto alla settimana precedente, con un differenziale dalla benzina in rialzo a 147,3 \$/t a conferma di una minore tensione su questo prodotto.

La quotazione media settimanale dell'olio combustibile, a basso tenore di zolfo è scesa a 520,6 \$/t, mentre l'olio c. ad alto tenore di zolfo, in aumento marginale, si è portato a 498,9 \$/t, con il differenziale tra i due prodotti in ulteriore riduzione a 21,8. \$/t.

I margini di raffinazione si sono discostati di poco da quelli registrati nella settimana precedente: con riferimento ad un

greggio tipo Brent, lavorato a TRC (Topping, Reforming e Cracking) il margine di raffinazione si è attestato intorno ai 9 \$/b, mentre quello relativo ad un greggio medio con le caratteristiche dell'Ural, come ad esempio il Dubai, con maggiori rese di prodotti medi, si è attestato intorno agli 11 dollari per barile; il margine ottenuto dalla lavorazione di un greggio tipo Iranian Heavy è stato pari a circa 8 dollari per barile.

Il gas al TTF è stato interessato da nuovi preoccupanti aumenti che lo hanno riportato ad una quotazione media settimanale (giorni feriali) pari a 31,2 €/MWh contro i 28,4 di quella precedente, mentre l'IG Index del GME, nello stesso periodo, si è collocato a 33,5 €/MWh, anch'esso in rialzo anche per il week-end.

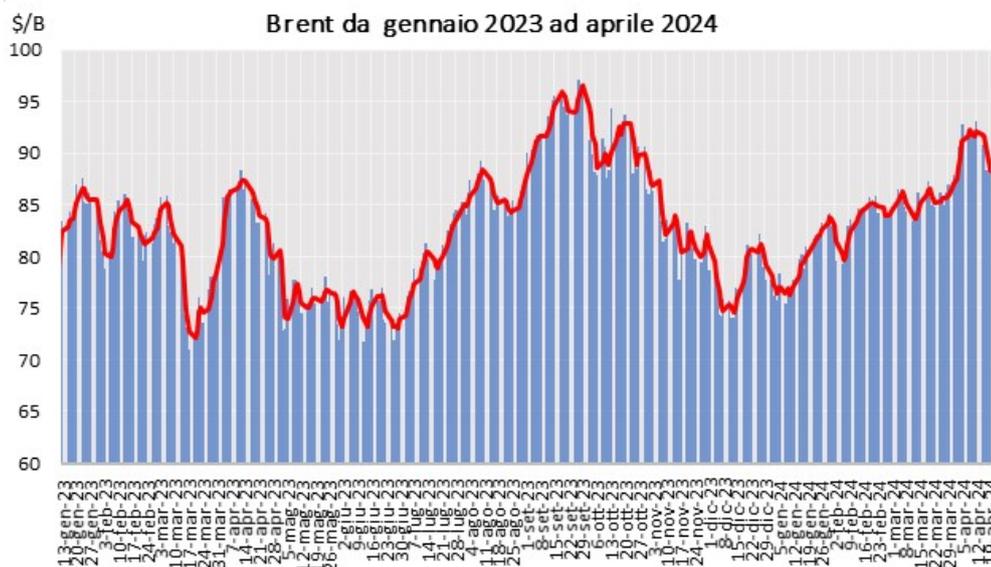
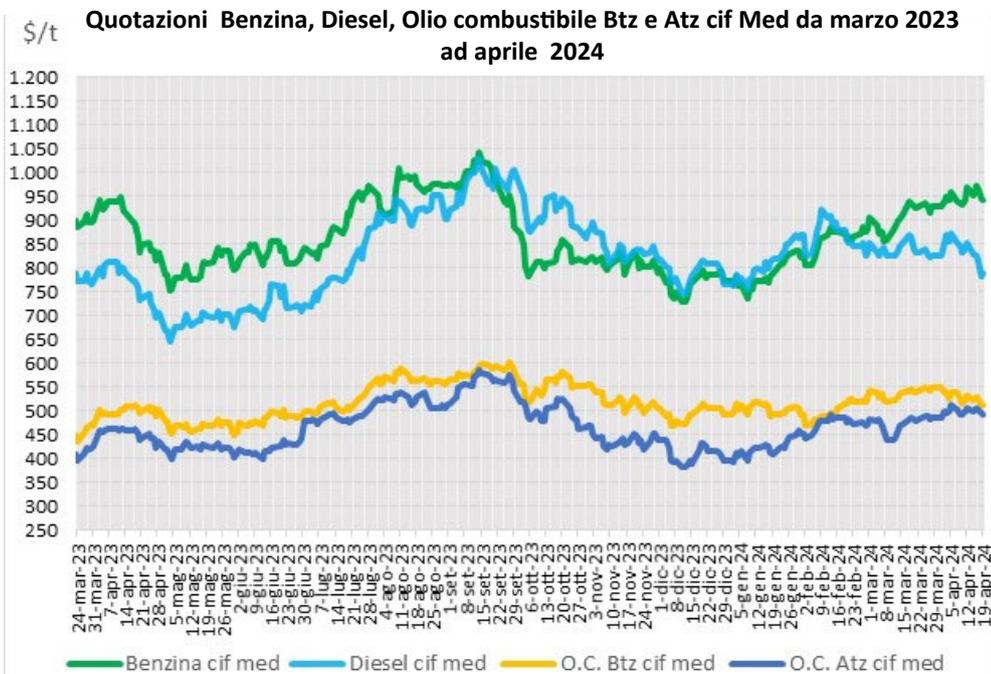
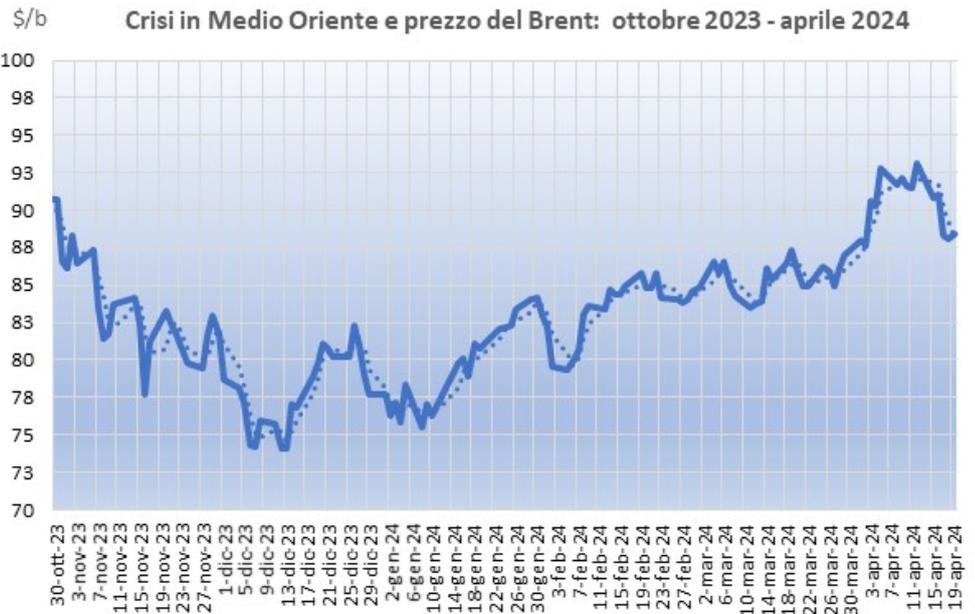
In termini di dollari per barile il prezzo medio settimanale del gas è salito a 54,7 \$/b contro i 48,7 di quella precedente, con il differenziale dal Brent che si è attestato a 35,2 \$/b rispetto al precedente valore di 43.3 \$/b, riducendo il margine di competitività rispetto alla fonte petrolifera.

L'indicatore QE del costo dell'energia da idrocarburi in Europa, rappresentato dalla media settimanale dei prezzi del Brent e del gas scambiato all'HUB TTF, ambedue espressi in dollari per barile, è salito a 72,3 \$/b contro i 70,4 di quella precedente per effetto dell'aumento di del gas naturale con un aumento del 2,7%.

Il prezzo medio settimanale del PUN (giorni feriali) ha registrato aumento sensibile portandosi a quota 94,5 €/MWh contro i 79,6 di quella precedente.

In estrema sintesi, il quadro generale del costo dell'energia, alla data del 20 aprile, rispetto alla media della settimana precedente, appare non privo di elementi di preoccupazione: il Brent scende in zona verde con una riduzione del 2,3 % ma il gas al TTF rimane in zona rossa con un aumento del 2,7%; il PUN (marker del prezzo dell'elettricità), dal canto suo, si consolida in zona rossa con un aumento del 18,7 % rispetto alla settimana precedente.

QE - GREGGI E PRODOTTI
22 aprile 2024



Fonte: elaborazioni su dati stampa specializzata



La fornitura di uranio arricchito

Dinamiche e sfide dopo l'invasione russa dell'Ucraina

L'invasione dell'Ucraina da parte della Russia ha riacceso il dibattito in Europa e negli Stati Uniti sulla dipendenza delle industrie nucleari dalle forniture russe di combustibile a base di uranio. Queste discussioni si sono intensificate con l'incapacità, da parte di Washington e Bruxelles, di imporre finora sanzioni alle aziende russe in questo settore. Allo stesso tempo, l'amplificazione degli eventi climatici estremi e l'aumento dei prezzi dell'energia hanno rilanciato le politiche per la costruzione di centrali nucleari. L'industria nucleare russa, centralizzata all'interno del gruppo Rosatom, detiene la leadership nelle esportazioni di tecnologie e servizi, situazione che solleva preoccupazioni sulla capacità di Mosca di utilizzare la sua posizione per scopi geopolitici.

L'arricchimento dell'uranio rimane un passo obbligato per l'approvvigionamento dei parchi nucleari e rimarrà tale fino alla fine del secolo, per le centrali elettriche attualmente operative e in costruzione.

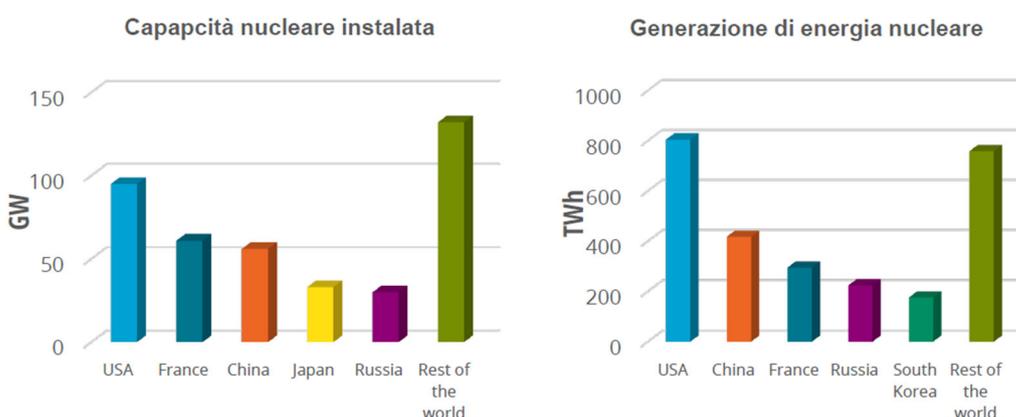
Inoltre, le dinamiche geopolitiche dell'arricchimento dell'uranio influiscono sulle fasi preliminari (l'estrazione dell'uranio naturale e la sua conversione) e su quelle successive (assemblaggio del combustibile).

L'articolo cerca di rispondere a delle domande chiave: qual è lo stato attuale e futuro dell'energia nucleare nel mondo? Cos'è l'arricchimento dell'uranio? Come è arrivata la Russia a dominare il settore? Quali sono gli impatti della guerra in Ucraina sul settore? Quali nuovi attori potrebbero emergere? E a parte la Russia, quali sono le principali sfide e possibili soluzioni ?

Lo stato attuale e futuro dell'energia nucleare

L'arricchimento dell'uranio è essenziale per l'approvvigionamento delle centrali nucleari, che sono diventate una parte vitale della strategia energetica e di approvvigionamento energetico di molti paesi. Secondo Enerdata, alla fine del 2022, il nucleare rappresentava circa il 5% della capacità installata mondiale con 407 GW. Gli Stati Uniti sono il paese con la maggiore capacità nucleare installata con quasi 95 GW, seguiti da Francia

Figura 1: Capacità nucleare installata e produzione di energia nucleare per paese (2022)



Fonte: Enerdata, Global Energy and CO2 data

(61 GW), Cina (56 GW), Giappone (33 GW) e Russia (30 GW).

A marzo 2024, 85 GW di capacità nucleare erano in costruzione (di cui 31 GW nella sola Cina) e 354 GW erano in fase di sviluppo (di cui 174 GW in Cina). In termini di produzione di energia, il nucleare rappresenta il 9% della produzione mondiale di elettricità con 2.677 TWh (2022). Gli Stati Uniti hanno prodotto la maggior parte dell'energia nucleare nel 2022 (805 TWh), seguiti da Cina (418 TWh), Francia (295 TWh), Russia (224 TWh) e Corea del Sud (176 TWh).

Le previsioni "EnerFuture" di Enerdata delineano tre scenari sull'evoluzione delle capacità e della produzione nucleare fino al 2050. Secondo lo scenario di base (EnerBase), le capacità nucleari e la produzione di energia raggiungerebbero rispettivamente 947 GW e 6.276 TWh entro il 2050. In un secondo scenario, in cui i paesi raggiungerebbero i loro obiettivi climatici precedentemente dichiarati (EnerBlue), le capacità nucleari crescerebbero più rapidamente e raggiungerebbero 1.514 GW entro il 2050, mentre la produzione nucleare raggiungerebbe 9.163 TWh. Nello scenario più ambizioso, che vedrebbe il mondo allinearsi agli obiettivi dell'Accordo di Parigi (EnerGreen), le capacità nucleari crescerebbero ancora più velocemente e raggiungerebbero 1.589 GW entro il 2050, mentre la produzione nucleare raggiungerebbe 8.927 TWh.

In ogni scenario, si prevede che l'energia nucleare svolgerà un ruolo più importante man mano che il mondo si allontana dai combustibili fossili. Queste prospettive evidenziano quindi l'importanza dell'offerta di uranio arricchito, necessaria per soddisfare questa crescita della domanda di energia nucleare.

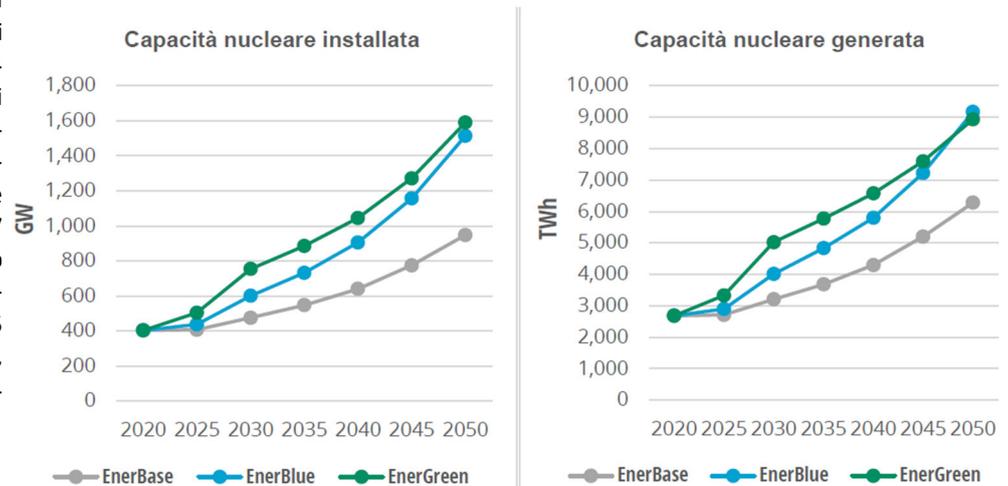
Le basi dell'arricchimento dell'uranio

Il tasso di arricchimento dell'uranio può essere suddiviso in quattro categorie: uranio leggermente arricchito (SEU) tra 0,9% e 3%, uranio a basso arricchimento (LEU) tra 3% e 5%, uranio a basso arricchimento ad alto dosaggio (HALEU) tra 5% e 20% e uranio altamente arricchito (HEU) superiore al 20%.

La soglia del 5% è stata imposta nella standardizzazione della produzione di combustibile per i reattori ad acqua pressurizzata, che rappresentano la maggior parte dei reattori in servizio, sebbene non vi sia alcuna giustificazione tecnica per questo limite. Per quanto riguarda il carburante per uso militare, l'Agenzia internazionale per l'energia atomica (AIEA) fissa il limite di arricchimento al 20%.

L'arricchimento consiste nell'aumentare la

Figura 2: Gli scenari EnerFuture per la capacità installata e la produzione nucleare mondiale



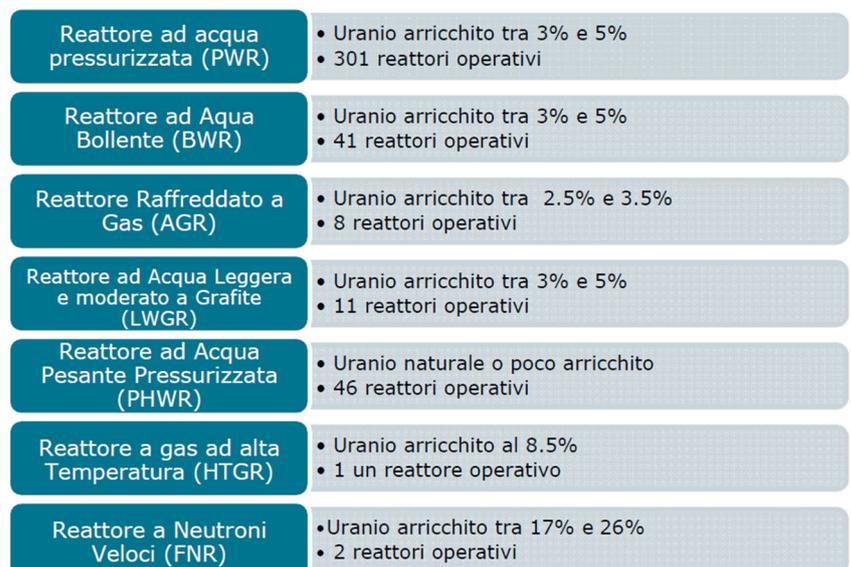
Fonte: Enerdata, EnerFuture

quota dell'isotopo dell'uranio 235 (235U) presente nell'uranio naturale (pari a circa lo 0,7%). L'uranio naturale viene precedentemente convertito in esafluoruro di uranio (UF6), mediante centrifugazione o diffusione di gas. Nel caso della centrifugazione, un flusso di UF6 passa attraverso più centrifughe che divideranno l'UF6 in due flussi: il primo flusso arricchito in 235U e il secondo composto da materiali impoveriti chiamati "code". Lo sforzo richiesto per separare questi flussi è quantificato in Unità di Lavoro Separative (SWU).

Due strategie consentono ai raffinatori di uranio di raggiungere i tassi di concentrazione attesi, a seconda della disponibilità di UF6 e di SWU.

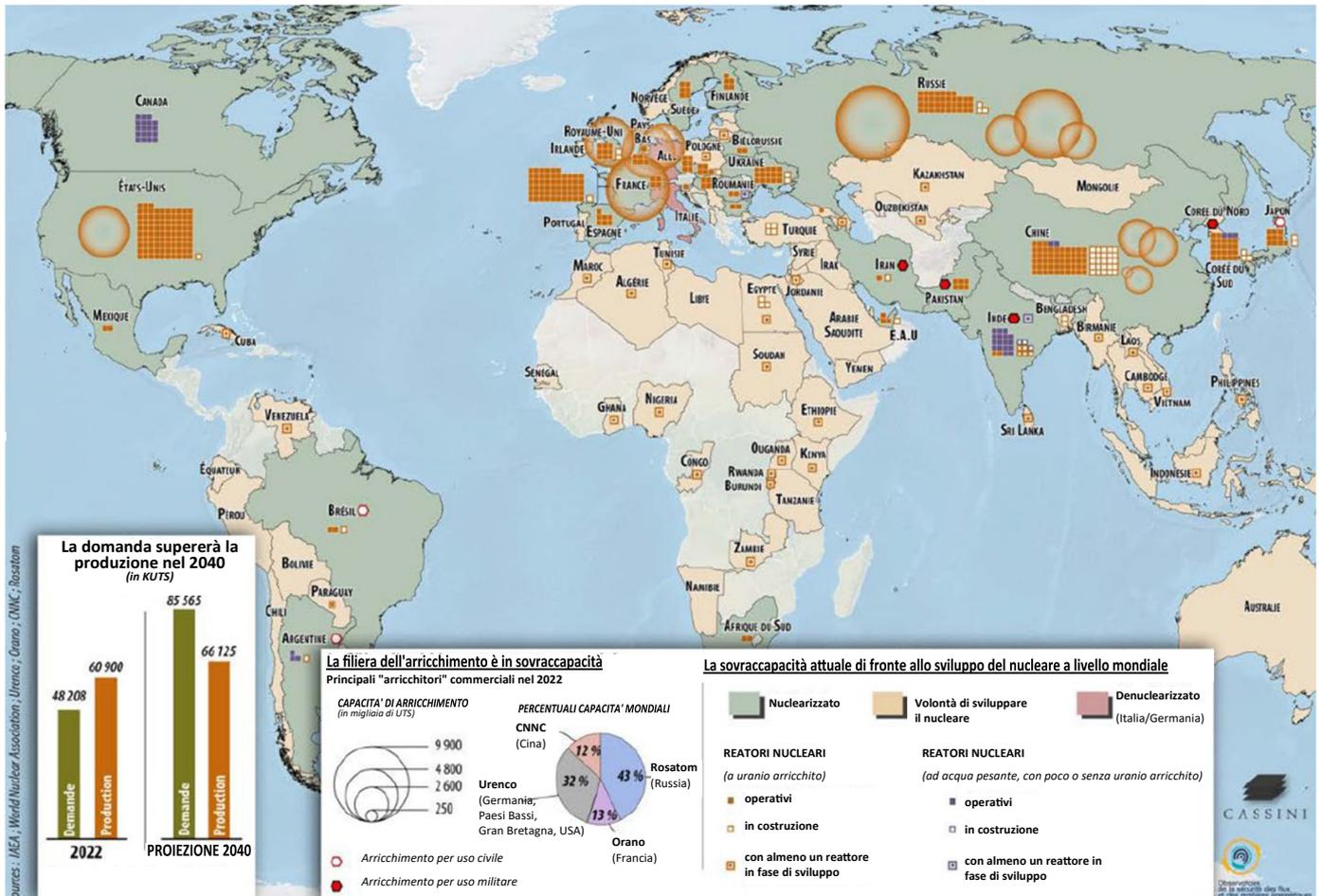
- **Sottoalimentazione:** per una data unità di uranio arricchito, l'operatore riduce il volume dell'UF6 naturale immesso, ma aumenta il numero di SWU. Ciò riduce la concentrazione di 235U nelle code.
- **Sovralimentazione:** per la stessa unità di uranio arricchito, l'operatore aumenta il volume dell'input naturale di UF6 e

Figura 3: Tasso di arricchimento dell'uranio per diversi tipi di reattori



Fonte: IRIS

Figura 4: Arricchimento dell'uranio, un settore in sovraccapacità, ma per quanto tempo?



Fonte: Cassini

riduce il numero di SWU, ma al costo di una maggiore concentrazione di 235U nelle code. Esistono diversi requisiti di arricchimento, a seconda del tipo di reattori attualmente in funzione.

Come è arrivata la Russia a dominare il settore dell'arricchimento dell'uranio?

A livello globale, nel 2022, il settore dell'arricchimento era in eccesso di capacità e superava la domanda del 20%. Tuttavia, questa situazione potrebbe cambiare in futuro. Secondo diversi scenari, le attuali capacità di arricchimento non saranno sufficienti a coprire la domanda entro il 2040, a causa di una crescita della domanda trainata principalmente dall'Asia, e soprattutto dalla Cina.

Nel corso degli anni 2010, la quota di capacità di arricchimento degli Stati Uniti è scesa dal 20% al 7,5%, a causa di una campagna di privatizzazione lanciata negli anni '70 e di una graduale perdita di competitività. Ciò è stato accelerato dai programmi di smantellamento delle armi nucleari russe, le cui testate venivano utilizzate per produrre uranio arricchito per uso civile. Questo programma "Megatons to Megawatt" ha inondato il mercato americano con uranio arricchito a buon mercato.

In Europa, anche Urenco, il principale produttore di uranio del continente, ha visto le sue capacità ridursi a causa di una governance complessa e divisa sul futuro del settore.

La francese Orano è attualmente l'unica azienda europea che sta lavorando ad un aumento significativo delle sue capacità, mentre Urenco prevede di sviluppare marginalmente la sua fabbrica Eunice (situata negli Stati Uniti).

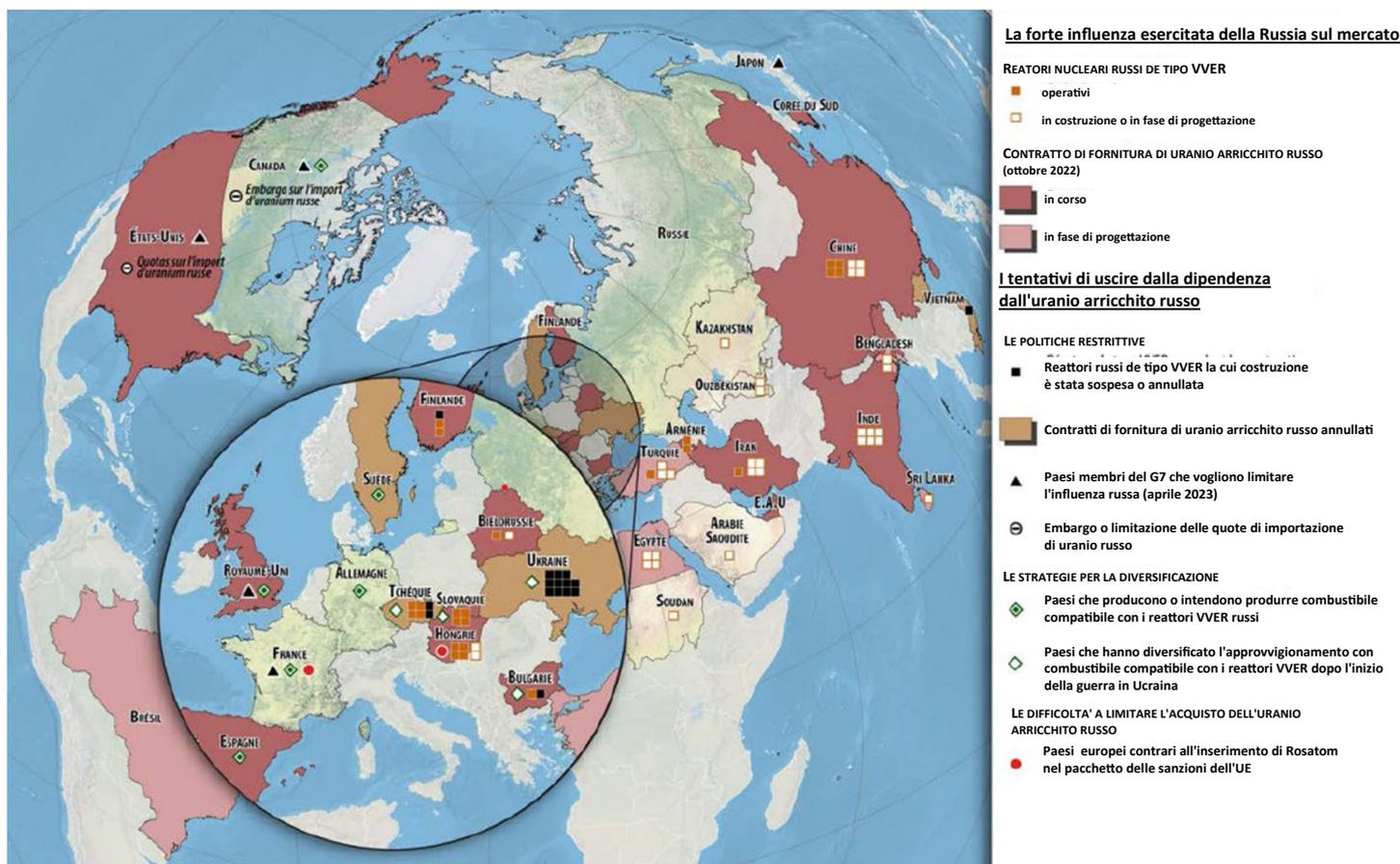
Allo stesso tempo, Mosca ha lanciato con la società statale Rosatom una politica commerciale proattiva, puntando su un'offerta che integra tutte le attività del settore, approfittando di prezzi tra i più bassi del mercato e del supporto dei servizi diplomatici per aggirare le barriere normative.

Questo sforzo ha avuto successo, poiché la Russia deteneva il 40% del mercato dell'arricchimento dell'uranio nel 2023.

Ha inoltre fornito il 31% del fabbisogno di arricchimento dei paesi dell'Unione Europea e il 27% della domanda degli Stati Uniti nel 2021.

Questo dominio può essere spiegato da un sistema di produzione gonfiato, ereditato dall'Unione Sovietica, e dalle ricadute del programma "Megatons to Megawatt", che ha permesso alla Russia di mantenere le sue capacità dopo la caduta dell'URSS. Il paese ha attualmente la capacità di soddisfare il 50% della domanda globale di carburante, con la possibilità di creare una dipendenza a lungo termine per i paesi che desiderano dotarsi di capacità nucleare di progettazione russa.

Figura 5: Un'impossibile indipendenza dalla Russia nel settore dell'arricchimento dell'uranio



Fonte: Cassini

L'impatto della guerra in Ucraina sul settore

Arricchimento dell'uranio

La guerra in Ucraina ha portato ad una forte copertura mediatica della posizione occupata dalla Russia sul mercato dell'arricchimento dell'uranio, con il timore che Mosca utilizzi la sua posizione dominante per scopi coercitivi. Anche se questo rischio non può essere escluso, va comunque moderato:

1. Nonostante il controllo diretto di Mosca, le aziende russe del settore si finanziano principalmente con i loro contratti all'estero, limitando l'influenza finanziaria della Russia.
2. La Russia ha solo un'influenza marginale sui flussi di materiali provenienti dall'Europa, dal Nord America o dall'Asia.
3. La significativa densità energetica dell'uranio arricchito consente agli operatori di costituire scorte strategiche.
4. La quota dell'arricchimento nel costo di produzione di un kWh nucleare rimane bassa.
5. Per il Cremlino l'esportazione di carburante è uno strumento di soft power e un'interruzione dell'approvvigionamento danneggerebbe gravemente l'immagine di Rosatom.

Nonostante ciò, la Russia mantiene il controllo sulle decisioni strategiche di Rosatom e anche un aumento marginale dei costi di produzione in un mercato energetico già ristretto rimane rischioso. Negli Stati Uniti, il Congresso sta lavorando per definire il quadro per un graduale abbandono delle importazioni di 235U russo e per il rilancio delle capacità nazionali di estrazione, raffinazione e arricchimento del combustibile nucleare sul suolo americano. In Europa, le divisioni limitano l'a-

zione dell'UE. Attualmente, la strategia europea rimane focalizzata sulla ricerca di alternative al carburante Rosatom nelle centrali elettriche di progettazione russa che ospitano reattori VVER.

Trasporto dell'uranio

Il trasporto di materiali radioattivi è più flessibile di quello di idrocarburi, a patto che sia dotato di imballaggi dedicati. Il vincolo principale è il rispetto degli standard internazionali specifici per i materiali radioattivi, noti come "classe 7".

Nel 2021, un quarto dei cento porti più grandi del mondo hanno rifiutato il carico, lo scarico o il transito di materiali di classe 7 e solo tre armatori si sono presi carico di parte dei materiali radioattivi (CMA-CGM, Hapag-Loys e Zim).

Queste restrizioni si spiegano con la conformità delle infrastrutture portuali alle decisioni politiche del loro operatore pubblico e con i vincoli logistici e finanziari legati alla gestione di piccole quantità di materiali sensibili.

Inoltre si è registrato un aumento del numero degli operatori e degli armatori che rifiutano la gestione dei materiali della classe 7 per paura delle compagnie di assicurazione, che limita ulteriormente la flessibilità. Tuttavia, questi elementi non costituiscono un rischio di interruzione completa della fornitura di combustibile nucleare. Ciononostante, potrebbero costringere gli attori della filiera a spostarsi verso alternative di charter molto più costose.

La guerra in Ucraina non ha avuto alcuna influenza fondamentale sul trasporto di uranio arricchito al di fuori della Russia, poiché Mosca non ha alcun controllo sul transito tra l'Europa o

il Nord America e sui fornitori di combustibili alternativi. Potrebbero tuttavia sorgere problemi per quanto riguarda l'uranio naturale proveniente dall'Asia centrale e arricchito in Russia. Storicamente, l'uranio kazako e uzbeko raggiungeva i mercati internazionali attraverso la Russia, ma a causa dei rischi derivanti dalla situazione attuale, la priorità sta cominciando a spostarsi verso lo sviluppo di rotte alternative. La rotta transcaspica, che collega il porto di Aktau in Kazakistan allo stretto del Bosforo attraverso l'Azerbaijan e la Georgia, sembra essere l'opzione preferita e, nonostante i limiti logistici e normativi, è sul punto di aprire l'Asia centrale ai mercati occidentali senza coinvolgere la Russia.

La Cina sta inoltre sviluppando rotte alternative per importare uranio dal Kazakistan alla stazione ferroviaria di Alashankou (Xinjiang), che sarà dotata nel 2030 di un hangar speciale in grado di contenere l'equivalente della produzione annuale di uranio del Kazakistan.

Arabia Saudita e Cina: futuri attori nel mercato dell'arricchimento dell'uranio?

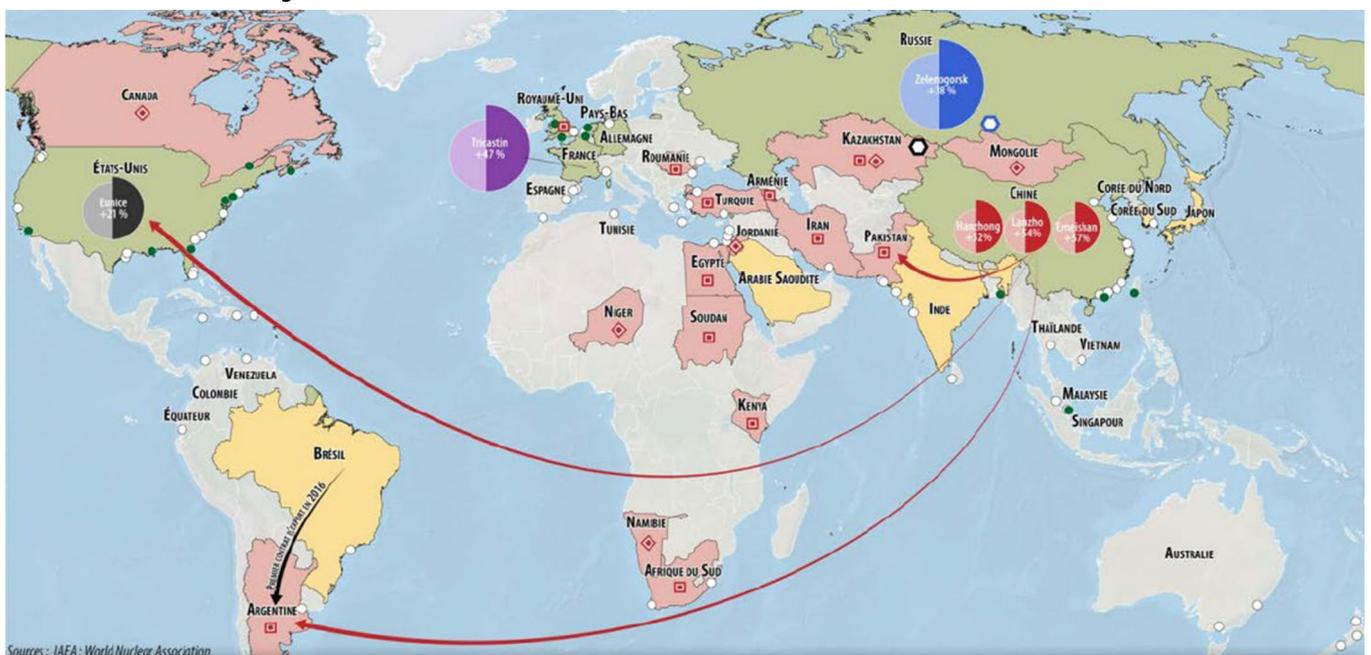
Nel gennaio 2023, il Ministro dell'Energia saudita ha ribadito l'intenzione del paese di dotarsi dei mezzi per arricchire l'uranio per garantire la sua completa indipendenza nella produzione di combustibile nucleare. Nel 2022, Riyadh ha lanciato il suo primo bando di gara per la costruzione di due reattori nella baia di Khor Duweihin. L'arricchimento rientra nella strategia di indigenizzazione dell'industria nucleare saudita, sfruttando i giacimenti di uranio individuati nel Paese con l'aiuto degli industriali cinesi.

Lo sviluppo a breve termine della capacità di arricchimento sau-

dità ricorrerà all'importazione di centrifughe all'estero e a partenariati per il trasferimento di tecnologia. A causa delle condizioni imposte dagli Stati Uniti in termini di non proliferazione, l'Arabia Saudita potrebbe favorire partenariati con partner meno rigidi, in primis la Cina.

Nel medio termine, la centrifugazione rimarrà la tecnologia di arricchimento dominante. Sei attori sono in grado di produrre e assemblare centrifughe a livello commerciale: Enrichment Technology Company (ETC), un consorzio tra Orano e Urenco, la statunitense Centrus, la cinese CNNC, Rosatom, la giapponese JNFL e la brasiliana INB. Negli Stati Uniti, il controllo della tecnologia si è progressivamente limitato al settore militare, ma dal 2019 un accordo tra il Dipartimento americano dell'Energia (DOE) e Centrus prevede l'assegnazione di una centrifuga AC-100M di uso militare per lo sviluppo di uranio arricchito per usi civili. In Europa, lo sviluppo dell'industria delle centrifughe è più lento, poiché le risorse di ETC sono diminuite dal 2003 e i progetti di ammodernamento delle attrezzature rischiano di essere ostacolati dalla perdita di manodopera qualificata. A differenza degli attori europei e americani, Rosatom ha continuamente rinnovato la sua industria di produzione di centrifughe. Tuttavia, persistono dubbi sulla capacità della Russia di approvvigionarsi a livello nazionale di tutti i materiali necessari per mantenere il suo programma di modernizzazione. In Cina, la CNNC sta sviluppando la propria capacità di esportare servizi di arricchimento con centrifuga. Nel 2018 ha annunciato la sperimentazione di una nuova generazione di centrifughe con caratteristiche molto vicine agli standard internazionali.

Figura 6: La Cina al centro della rivoluzione del mercato dell'uranio arricchito



L'aumento della produzione dei principali attori

I principali attori commerciali

CAPACITA' DI ARRICCHIMENTO (in migliaia di UTS)

- 12 000
- 5 800
- 3 850

2022 aumento annunciato

- CNNC (Cina)
- Rosatom (Russia)
- Orano (Francia)
- Urenco (Germania, Paesi Bassi, Regno Unito e USA)

Verso una ricomposizione del mercato dell'uranio arricchito

I nuovi potenziali attori

- Decisione del Brasile di rientrare nella corsa dell'uranio arricchito

Lo sviluppo di nuove rotte cinesi

- Paesi presi di mira dalla strategia cinese
- Con minimo un reattore cinese in progetto o sotto contratto
- Con un contratto di approvvigionamento di uranio arricchito cinese
- Con almeno una miniera di uranio con partecipazione cinese

L'ambivalenza dei porti sul transito dell'uranio arricchito

- Porti che autorizzano il carico e lo scarico in transito
- Porti che non autorizzano il carico e lo scarico in transito

Banche internazionali di uranio arricchito

- Sotto controllo russo
- Sotto controllo AIEA

Fonte: Cassini

Sfide e soluzioni per mitigare i rischi

I nuovi modelli di reattore richiederanno più uranio arricchito

I nuovi modelli di reattore che richiedono combustibili più arricchiti rappresentano una delle principali sfide nell'evoluzione del mercato dell'arricchimento. Dei 78 modelli di reattori avanzati elencati nel database AEIA ARIS, 23 richiederanno tassi di arricchimento superiori al 5%, di cui 16 saranno compresi tra il 10% e il 20% (HALEU). Per quanto riguarda il DoE statunitense, 22 dei progetti selezionati per il programma Advanced Reactor richiedono HALEU. Il vantaggio principale rispetto al LEU è quello di consentire l'uso di reattori nucleari più piccoli nonché l'estensione della durata tra due ricariche.

La domanda futura stimata di HALEU è particolarmente incerta, ma le stime del Nuclear Energy Institute (NEI) prevedono un aumento di 150 volte della domanda annuale entro il 2035. Tuttavia, attualmente non esiste alcun arricchitore europeo o americano in grado di soddisfare questa richiesta. L'offerta proviene dallo smantellamento dell'uranio militare statunitense arricchito oltre il 20%, o dagli acquisti da TENEX, la filiale di Rosatom per l'arricchimento dell'uranio.

Negli Stati Uniti, nessuna infrastruttura ha la capacità di sostenere la domanda industriale di HALEU a causa della mancanza di autorizzazione. In Europa non esistono normative che autorizzano l'arricchimento HALEU. D'altro canto, i tassi di arricchimento richiesti cambiano da un modello di reattore all'altro, così come la forma dell'uranio arricchito, poiché i produttori di reattori desiderano produrre i propri combustibili. Questa mancanza di standardizzazione complica notevolmente il controllo del processo e aumenta i costi operativi.

Dal 2020, Washington sostiene la disponibilità di uranio arricchito superiore al 5% e inferiore al 20% per uso commerciale.

Le misure di sostegno adottate nel 2022 prevedono la creazione di un consorzio HALEU, la stimolazione della domanda, finanziamenti pubblici e l'adeguamento della normativa. L'Unione Europea non ha, ad oggi, alcuna strategia per lo sviluppo di un settore commerciale HALEU. Solo la Gran Bretagna finanzia lo sviluppo delle capacità di produzione, trasporto e deconversione dell'HALEU.

Quali soluzioni per soddisfare il fabbisogno di uranio arricchito previsto ?

A causa dell'impossibilità di aumentare rapidamente le capacità di arricchimento, una soluzione temporanea potrebbe essere la rapida transizione da una situazione di arricchimento sottoalimentato a una situazione di sovralimentazione.

Ciò, tuttavia, costringerebbe a consumare più uranio naturale, anche se questo mercato è già interessato da un aumento dei prezzi, che sposterebbe le tensioni esistenti dall'arricchimento all'estrazione dell'uranio.

L'ostacolo principale verrebbe dalla capacità di convertire l'uranio naturale in UF₆, necessaria prima dell'arricchimento. La sottoalimentazione che domina il mercato dagli anni 2010, così

come la riduzione delle scorte militari hanno portato a una diminuzione delle capacità di conversione. Si stanno sviluppando (o riaprendo) nuove capacità di conversione, ma sono destinate principalmente a soddisfare l'aumento dei bisogni causato dalla costruzione di nuovi reattori nucleari e non alla sovralimentazione.

Inoltre, la sostituzione dell'uranio arricchito con combustibili MOX che utilizzano plutonio e uranio impoverito non può essere realizzata in tempi brevi, considerata la mancanza di impianti di produzione e il basso numero di reattori autorizzati al loro utilizzo. Allo stesso modo, l'utilizzo dell'uranio riprocessato al posto dell'uranio naturale come risorsa di input consentirà soltanto di risparmiare quantità molto piccole di uranio arricchito.

CONCLUSIONE

Il settore dell'arricchimento dell'uranio era dominato dalla Russia ben prima dell'invasione dell'Ucraina, in particolare a causa delle politiche specifiche di smantellamento delle armi e della mancanza di competitività da parte degli Stati Uniti e dell'Europa. La guerra in Ucraina ha indubbiamente sollevato rischi per il settore, come un potenziale aumento dei costi di produzione in un mercato energetico già ristretto, ma questi rischi devono essere moderati.

La Russia, infatti, ha uno scarso controllo sui flussi al di fuori del suo territorio e le imprese russe del settore si finanziano principalmente con i contratti all'estero. La Russia deve mantenere in funzione questo mercato, poiché non è solo un aspetto importante della sua economia, ma anche uno strumento di soft power.

La guerra in Ucraina ha portato alcuni importanti produttori di uranio naturale, in particolare in Asia centrale, ad accelerare lo sviluppo di rotte alternative, aggirando completamente il territorio russo. Tuttavia, il predominio della Russia nel settore dell'arricchimento dell'uranio solleva problemi a lungo termine. La Russia ha attualmente la capacità di soddisfare il 50% della domanda globale e Rosatom continua a perseguire programmi di modernizzazione, aumentando il rischio di creare dipendenza a lungo termine per i paesi che desiderano dotarsi di capacità nucleare progettata dalla Russia. Mentre la Russia domina e gli Stati Uniti e l'Europa restano indietro, nuovi attori potrebbero potenzialmente emergere nel settore dell'arricchimento, in particolare Cina e Arabia Saudita.

Anche se, a livello globale, il settore dell'arricchimento è attualmente in eccesso e supera la domanda, le attuali capacità di arricchimento non saranno sufficienti a coprire il fabbisogno al più tardi entro il 2040, a causa del previsto aumento della domanda. In effetti, i nuovi modelli di reattori che richiedono combustibili più arricchiti diventeranno una sfida importante per il mercato dell'arricchimento, poiché nessun paese attualmente dispone delle infrastrutture per supportare la crescente domanda industriale di uranio più arricchito.

Inoltre, la mancanza di standardizzazione tra i paesi complica il controllo del processo e aumenta i costi operativi.



L'articolo riassume un'analisi di Enerdata, dell'Istituto francese per gli affari internazionali e strategici (IRIS) e Cassini per il Ministero della Difesa francese (rapporto completo: https://www.iris-france.org/wp-content/uploads/2023/07/Rapport14_OSFME_version_courte.pdf)

La diffusione dei veicoli elettrici: raggiungerà gli obiettivi attesi?

di Pacco Bailly
e Jacques Despres



EV: vendite, politiche sottostanti, impatto

L'Unione Europea ha fissato un obiettivo per il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050, in linea con l'Accordo di Parigi, nonché un obiettivo intermedio di riduzione netta delle emissioni nazionali di gas a effetto serra (GHG) di almeno il 55% entro il 2030 rispetto al 1990.

Il trasporto su strada svolge un ruolo chiave nel raggiungimento di questi obiettivi. Questo brief esecutivo esplora i fattori che guidano le vendite di veicoli elettrici (EV) nell'UE. Dopo una panoramica del panorama normativo per la mobilità stradale, presentiamo le tendenze recenti e previste nelle vendite di auto elettriche e le possibili implicazioni per la rete elettrica. Viene inoltre discussa un'analisi dell'approccio esemplare della Norvegia alla promozione dell'adozione dei veicoli elettrici.

Legislazione: inasprimento degli standard sulle emissioni di CO₂ per auto e furgoni

Il 19 aprile 2023, in linea con le maggiori ambizioni dell'UE in materia di clima e nel quadro della strategia per una mobilità sostenibile e intelligente, il Parlamento europeo e il Consiglio hanno deciso di rafforzare gli standard di prestazione in materia di emissioni di CO₂ per le nuove autovetture e i nuovi veicoli commerciali leggeri¹. L'obiettivo è raggiungere una riduzione del 100% delle emissioni medie al 2035 per auto e furgoni, con due fasi intermedie di: -15% al 2025 e -55% al 2030 per le auto e -50% al 2030 per i furgoni, rispetto al 2021. Questi due emendamenti sono stati votati per completare una legislazione che imponeva un livello di emissioni di 95 gCO₂/km in media per il nuovo parco auto per l'anno 2020. Quest'ultimo obiettivo era espresso secondo il vecchio standard NEDC². La *Figura 1* illustra l'evoluzione degli obiettivi europei

sulle emissioni basati sull'ultimo standard WLTP.

Gli obiettivi 2030 e 2035 sono stati fissati per garantire che il settore automobilistico contribuisca agli obiettivi climatici dell'UE e per stimolare l'innovazione. Questo obiettivo può essere raggiunto solo sostituendo gradualmente i veicoli con motore a combustione con veicoli a zero emissioni.

Entro il 2035, la diffusione della tecnologia elettrica avrà probabilmente la precedenza rispetto alle tecnologie alternative, per le quali rimangono molte domande: lo sviluppo di automobili a celle a combustibile a idrogeno è condizionato al vasto dispiegamento di infrastrutture di approvvigionamento e rifornimento di idrogeno verde, allo sviluppo di veicoli sintetici e di origine biologica i combustibili sono lenti e incerti³.

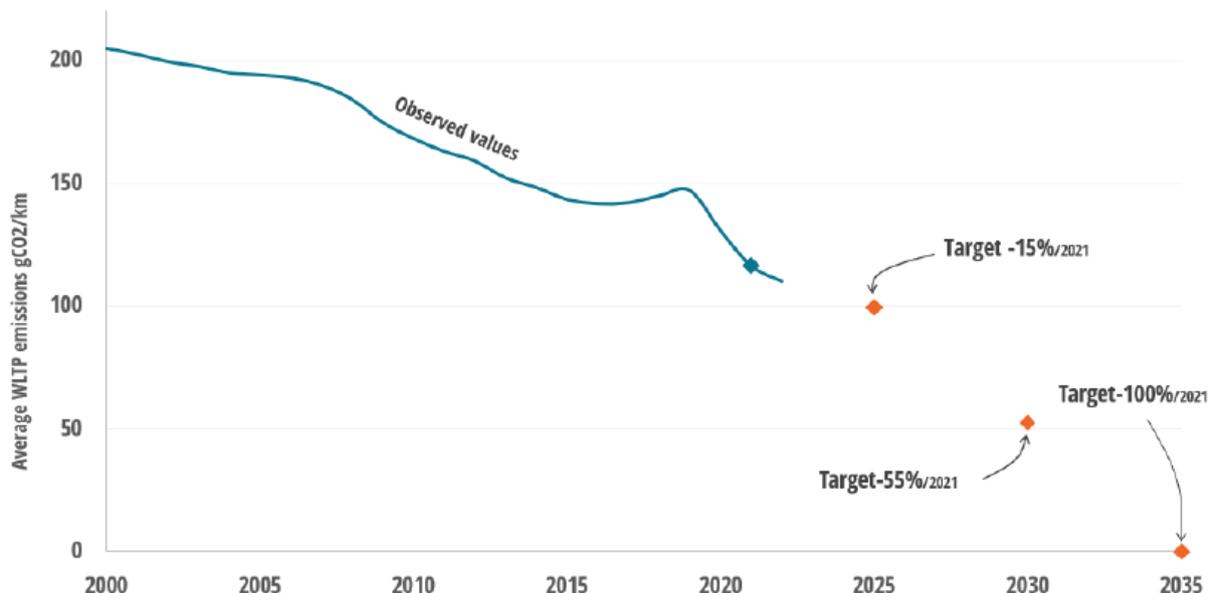
¹ Fonte: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023R0851>

² Questi livelli di emissione vengono ora calcolati utilizzando la procedura di controllo armonizzata a livello mondiale per veicoli commerciali leggeri (Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure - WLTP). Nel 2020, questo nuovo standard ha sostituito il vecchio standard NEDC (New European Driving Cycle), che non rifletteva più i parametri odierni di guida, le prestazioni del veicolo e della strada.

³ La Direttiva del 19 aprile 2023 prevede uno stato di avanzamento entro la fine del 2025, in cui la Commissione Europea esaminerà i progressi compiuti in termini di carburanti sintetici.

	2030	2035
Autovetture	-55%	-100%
Furgoni	-50%	-100%

Figura 1: Emissioni unitarie osservate per auto nuove e obiettivi (WLTP)



Nota: Enerdata, Odyssee – I valori precedenti al 2020 (anno in cui lo standard NEDC è stato modificato in WLTP) sono ricalcolati secondo lo standard WLTP

Un aumento delle vendite di auto elettriche spinto dagli obiettivi di emissione dell'UE

Il parco auto totale nell'UE rappresenterà circa 290 milioni di veicoli nel 2023. Circa 18 milioni (il 5,5% dello stock) sono alimentati da carburanti alternativi (cioè diversi dal diesel o dalla benzina). Circa la metà di questi veicoli a carburante alternativo sono elettrici o ibridi, mentre l'altra metà è alimentata a GPL, GNC, GNL e idrogeno⁴. La Germania ha la più grande flotta di veicoli elettrici, con quasi 1,5 milioni di veicoli, seguita dalla Francia con 1 milione, dai Paesi Bassi (465.000) e dalla Svezia (330.000).

Nell'UE, il mercato automobilistico è rimasto abbastanza stabile dal 2010, con circa 10-13 milioni di veicoli venduti in media ogni anno, con un leggero aumento tra il 2016 e il 2019 (Figura 2). Il 2020 rappresenta un punto di svolta con un calo delle vendite totali (veicoli termici e alternativi) del 33%, dovuto principalmente alla pandemia COVID. Da allora la dimensione del mercato è rimasta a un livello simile. Nel 2023, le vendite di automobili sono aumentate del 15%, rimanendo però ben al di sotto del picco del 2019.

Per quanto riguarda il mercato dei veicoli elettrici, l'obiettivo del 2020 di 95 gCO₂/km (NECP) per la nuova flotta media e il rischio di pesanti multe in caso di non conformità hanno inco-

raggiato le case automobilistiche a promuovere le vendite di modelli elettrici e ibridi plug-in. Di conseguenza, la quota di auto elettriche e ibride nell'UE è aumentata dal 4% delle vendite nel 2019 a oltre il 12% nel 2020.

Oggi, nonostante i veicoli dotati di motori termici rappresentino ancora la maggioranza delle vendite, la loro quota è in forte calo (da quasi il 100% nel 2011 al 73% nel 2023). Questo calo è ancora più marcato per le auto diesel, che sono scese dal 55% delle vendite totali nel 2012 a solo il 12% nel 2023, a causa del recente aumento della tassazione su questo carburante in alcuni paesi dell'UE, dello scandalo Dieselgate (2015) e delle restrizioni alla guida in diverse città europee.

Dal 2020, la quota di auto elettriche (BEV) è aumentata costantemente fino a raggiungere il 15% delle vendite totali nel 2023, mentre la quota di ibridi plug-in ha raggiunto il picco del 14% nel 2021 per poi diminuire (8% nel 2023 - Figura 3).

I principali modelli venduti nel 2022 sono stati Tesla e Volkswagen, i principali attori nei mercati dei veicoli elettrici.

Oltre agli standard normativi, il mercato dei veicoli elettrici dipende anche dall'infrastruttura delle stazioni di ricarica. La

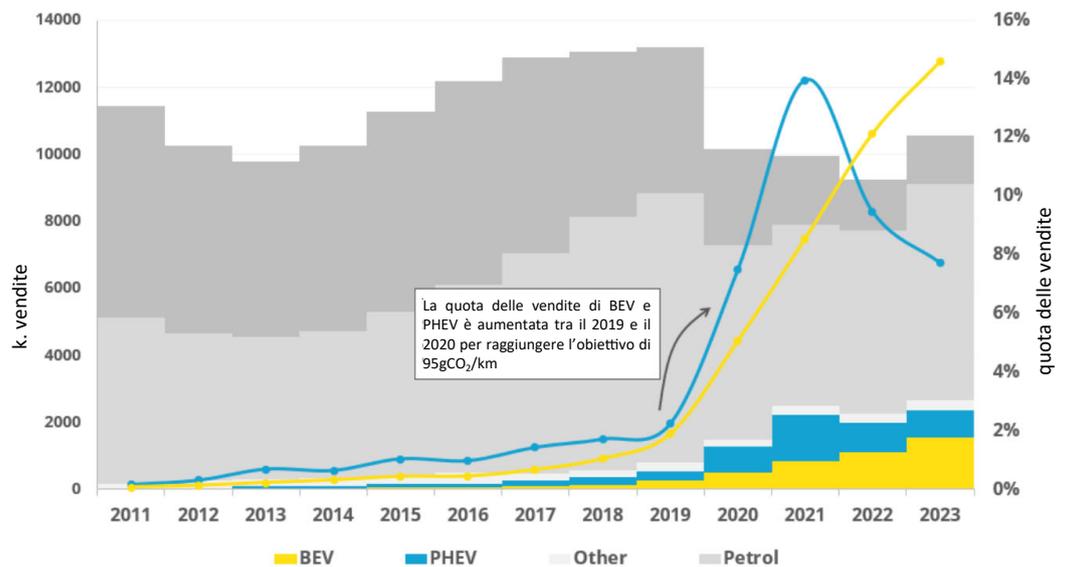
⁴ Fonte: Vehicles and fleet | European Alternative Fuels Observatory (europa.eu) - <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27/vehicles-and-fleet>

normativa UE prevede stazioni di ricarica rapida ogni 60 chilometri entro la fine del 2025.

Il numero di punti di ricarica pubblici è cresciuto rapidamente negli ultimi anni, con una crescita media annua del 53% dal 2020. Alla fine del 2023 i punti di ricarica erano 650.000 nell'UE (Osservatorio europeo sui combustibili alternativi). Le tendenze del mercato dei veicoli elettrici in Europa variano considerevolmente da uno Stato membro all'altro.

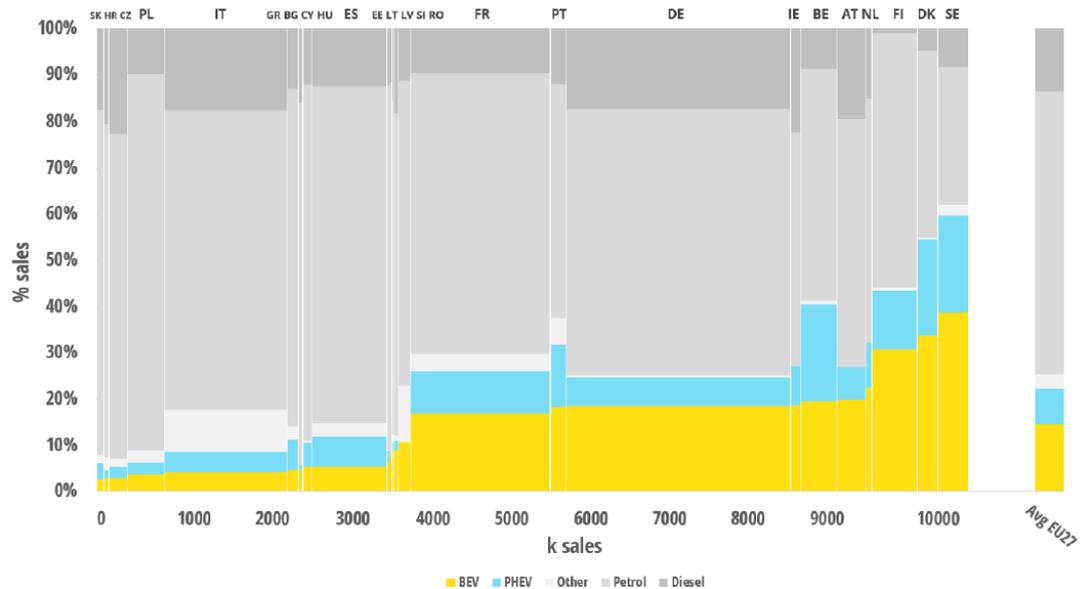
Ad esempio, i veicoli elettrici rappresentano solo il 3% delle vendite in Slovacchia, rispetto al 39% in Svezia (Figura 3). Queste differenze tra i paesi possono essere spiegate dai diversi livelli di reddito medio della popolazione, poiché i veicoli elettrici sono in media più costosi da acquistare. Possono anche essere spiegati dai diversi livelli di sostegno nazionale ai veicoli elettrici. Ad esempio, le vendite di BEV in Portogallo hanno rappresentato il 18% delle vendite totali nel 2023 grazie a una significativa riduzione delle tasse per privati e imprese e a una riduzione dei costi di parcheggio. In Spagna, invece, le vendite di BEV hanno rappresentato il 10% delle vendite totali nello stesso anno.

Figura 2: Vendite di automobili per tecnologia nell'UE tra il 2011 e il 2023



Fonte: ACEA

Figura 3: Vendite di automobili per paese nell'UE nel 2023



Fonte: ACEA

Entro il 2035, le auto elettriche potrebbero raggiungere la metà della flotta totale dell'UE27

Gli scenari Enerdata che analizzano le dinamiche dei mercati energetici e i collegamenti con le politiche climatiche e i cambiamenti climatici sono EnerBlue, che raggiunge gli ultimi NDC (presentati entro la fine del 2023) e lo scenario EnerGreen che è ben al di sotto dei 2 gradi.

Per quanto riguarda il mercato UE delle auto elettriche, nello scenario EnerBlue, le auto elettriche nell'UE-27 raggiungono il 60% delle vendite totali nel 2030 e il 99% nel 2035 (con i motori convenzionali completamente eliminati). Ciò rappresenta una flotta di 50 milioni di auto elettriche nel 2030, circa un quinto del totale. Entro il 2035 sulle strade dell'UE27 circoleranno circa 110

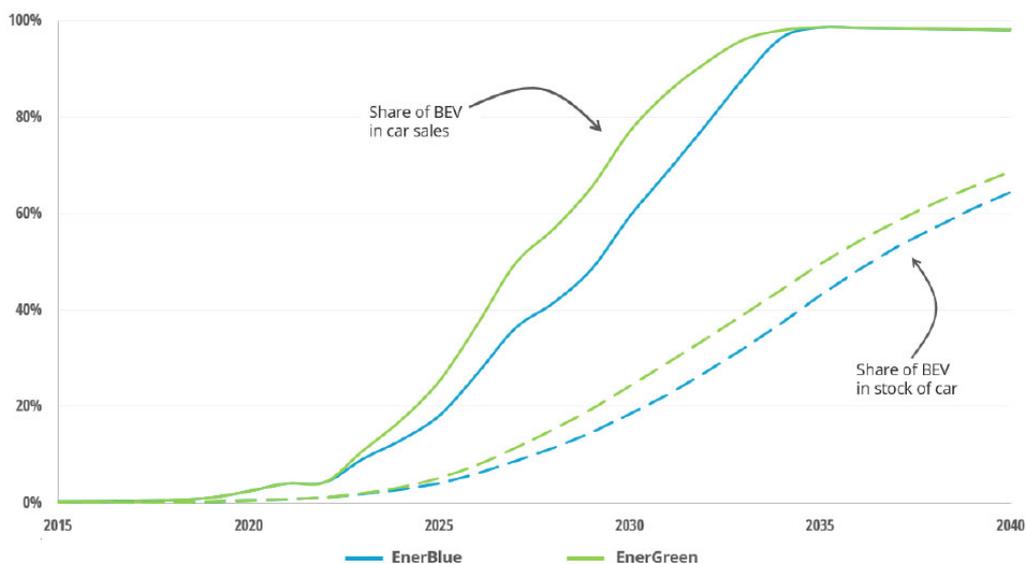
milioni di auto elettriche, ovvero il 43% del parco auto totale. Il passaggio alle auto elettriche è ancora più rapido nello scenario EnerGreen, che prevede il 77% di auto elettriche nelle quote di mercato dell'UE27 nel 2030; ciò rappresenta uno stock di 80 milioni di auto elettriche nel 2030, ovvero circa un quarto dello stock totale di auto. Entro il 2035, sulle strade dell'UE-27 circoleranno circa 122 milioni di auto elettriche, ovvero la metà del parco totale (Figura 4).

Questa rapida introduzione delle auto elettriche crea un carico aggiuntivo significativo per il sistema energetico. La produzione di energia elettrica richiesta raggiunge i 72 TWh nel 2030 e i 152 TWh nel 2035 (scenario EnerBlue). Nel 2035, ciò rappresenterà quasi il 5% della domanda annua-

le di elettricità dell'UE a 27, e questa cifra continuerà ad aumentare dopo il 2035 poiché le auto elettriche sostituiranno sempre più i veicoli termici. Ciò rappresenterebbe un carico medio presunto di 17 GW su scala UE27.

Tuttavia, il carico di ricarica delle auto elettriche non è costante, con picchi osservati soprattutto nelle prime ore della sera, quando i picchi di domanda stanno già mettendo sotto pressione la rete elettrica. I risultati qui presentati presentano incertezze legate agli sviluppi politici specifici di ciascun paese europeo, come discusso nell'esempio portoghese-spagnolo sopra.

Figura 4: Quota di auto elettriche – auto nuove e parco auto negli scenari EnerGreen ed EnerBlue dell'UE27



Fonte: Enerdata

Incorporazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico delle auto ed emissioni di CO₂ delle auto elettriche nell'UE

Nello scenario EnerBlue, l'elettricità utilizzata nelle automobili contribuisce ad aumentare la quota totale di energia rinnovabile nell'uso dell'energia automobilistica al 21% entro il 2035 (di cui il 9% da biocarburanti e il 12% da elettricità rinnovabile).

In confronto, l'aggiornamento dell'ottobre 2023 della Direttiva sulle energie rinnovabili (RED III) stabilisce un obiettivo dell'UE basato su due scelte: (i) ridurre l'intensità dei gas serra nei trasporti del 14,5% entro il 2030 (rispetto a una situazione di base) o (ii) utilizzare il 29% di energia rinnovabile nel settore dei trasporti nel suo complesso entro il 2030.

Considerata la maggiore efficienza dei veicoli elettrici, il secondo obiettivo è impegnativo e solo pochi paesi lo raggiungono (Danimarca, Irlanda, Svezia, Belgio, Estonia, Lettonia e Malta). Grazie all'approccio sistemico degli scenari Enerfuture, le emissioni dell'alimentazione elettrica tengono conto della nuova domanda di auto elettriche. Il fattore di emissione scende da circa

200 gCO₂/kWh nel 2023 a soli 18 gCO₂/kWh su scala EU27 nel 2035 (scenario EnerBlue).

Ciò significa che quasi la metà del parco auto (43%) emetterebbe solo 2,7 MtCO₂ emissioni nel 2035, pari allo 0,7% delle emissioni del trasporto stradale. Se il sistema elettrico non si decarbonizzasse, mantenendo lo stesso fattore di emissione del 2023, queste emissioni ammonterebbero a 31 MtCO₂.

Ciò dimostra le interazioni positive tra l'elettrificazione dell'economia e l'ecologizzazione dell'elettricità.

Va notato tuttavia che questa analisi non copre altre dimensioni come le materie prime e le emissioni a monte della produzione automobilistica.

Il caso della Norvegia

La Norvegia è un Paese che ha fatto grandi progressi nell'adozione dei veicoli elettrici. Nel 2017, il Parlamento norvegese ha adottato un obiettivo nazionale secondo cui tutte le nuove auto vendute entro il 2025 dovrebbero essere veicoli a emissioni zero. Questo è stato un passo molto precoce rispetto ad altri paesi europei. Lo sviluppo del mercato automobilistico in Norvegia può essere visto come un esempio di come il consumo di energia in Europa potrebbe evolversi con una quota crescente di BEV nelle vendite di automobili.

Politica di sostegno della mobilità elettrica in Norvegia

La Norvegia ha una lunga storia nello sviluppo di veicoli elettrici, che risale agli anni '90.

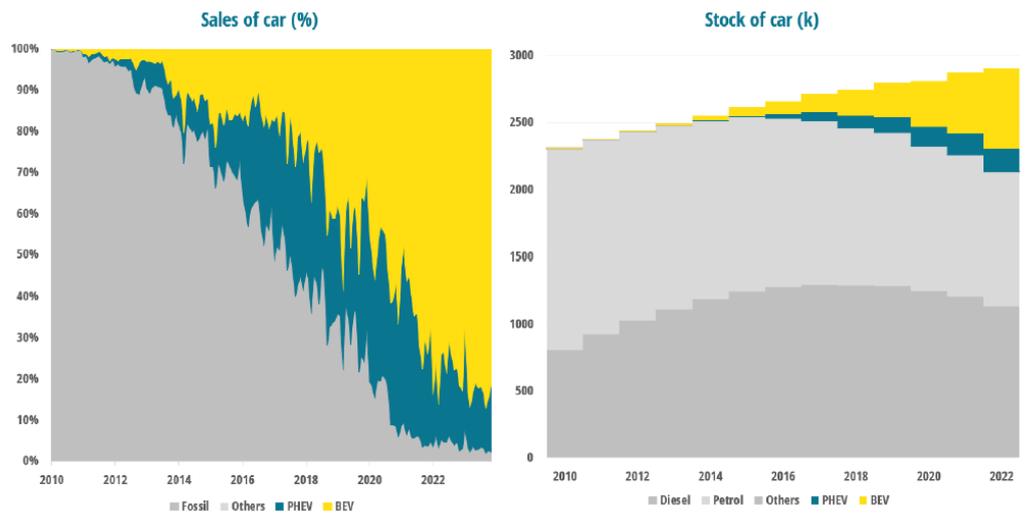
Negli ultimi 30 anni i veicoli a zero emissioni hanno beneficiato di una serie di vantaggi fiscali e normativi, come riduzioni o esenzioni dall'IVA, dall'imposta sull'acquisto e dal bollo di circolazione. Queste normative sono state implementate



te per aumentare la competitività economica dei veicoli elettrici rispetto alle auto con motore a combustione interna (ICE). La strategia era quella di offrire un'opportunità per questa nuova tecnologia, con l'aspettativa che il costo delle batterie diminuisse nel tempo con l'aumento della produzione. Tutti questi incentivi hanno dato i loro frutti 20 anni dopo. Le vendite di veicoli elettrici hanno iniziato ad aumentare in modo significativo all'inizio degli anni 2010, con la maturazione della tecnologia. Negli ultimi due anni, i veicoli elettrici hanno detenuto stabilmente oltre l'80% delle quote di mercato. I veicoli elettrici rappresentano oggi il 20% del parco auto (Figura 5).

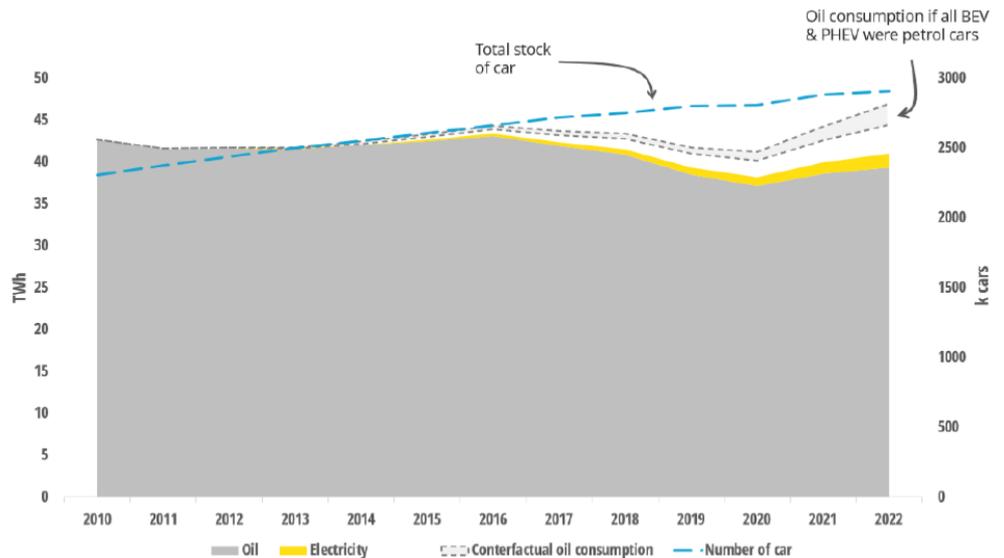
La maggior parte degli incentivi economici sono stati gradualmente eliminati intorno al 2017, poiché i prezzi delle auto elettriche sono crollati nell'ultimo decennio e il governo si sta concentrando su altri aspetti che influiscono sullo sviluppo della flotta di veicoli elettrici, come l'infrastruttura di ricarica. Ad esempio, nel 2017 il Parlamento ha votato sul "diritto di ricarica" garantendo che chi affitta appartamenti possa installare infrastrutture di ricarica a casa.

Figura 5: Evoluzione delle vendite e delle scorte di automobili in Norvegia



Fonte: Enerdata - SSB

Figura 6: Consumo energetico delle automobili



Fonte: Enerdata - SSB

Esempi di incentivi previsti della regolamentazione:

- Nessuna tassa sull'acquisto/importazione di veicoli elettrici (1990-2022). Dal 2023 alcune imposte basate sul peso delle auto su tutti gli acquisti di nuovi veicoli elettrici
- Esenzione IVA al 25% sull'acquisto (2001-2022). Dal 2023, la Norvegia applicherà un'IVA al 25% sul prezzo di acquisto a partire da 500.000 corone norvegesi (43.000 euro).
- Nessuna tassa di circolazione annuale (1996-2021). Tassa ridotta dal 2021. Tassa piena dal 2022.
- Nessun pedaggio sulle autostrade (1997-2017). Massimo 50% dell'importo totale su strade a pedaggio (2018-2022). Dal 2023 al 70%.
- Nessuna tariffa sui traghetti (2009-2017). Massimo 50% dell'importo totale sulle tariffe dei traghetti per veicoli elettrici (2018)

Impatto sul consumo energetico

Nel 2022, la Norvegia ha prodotto 146 TWh di elettricità, di cui l'88% idroelettrica. Questa enorme capacità idroelettrica è stata la spina dorsale dello sviluppo dei veicoli elettrici sin dalle sue sedi, garantendo una capacità di produzione costante e priva di CO₂. La quota di produzione elettrica destinata al settore dei trasporti è stata di circa 2.330 GWh nel 2022 (circa il 2% del consumo totale). Gli scenari di proiezione (2016) stimano che l'obiettivo di vendita di ZEV completi entro il 2025 dovrebbe portare a 1,5 milioni di BEV in Norvegia nel 2030. Ciò comporterebbe un aumento di 4 TWh di consumo di elettricità, che rappresenta solo il 3% dell'attuale consumo totale di elettricità. Inoltre, un calcolo approssimativo mostra che se il parco auto fosse rimasto alimentato al 100% a petrolio, la Norvegia avrebbe consumato tra il 14% e il 18% in più per il trasporto automobilistico nel 2022 (circa 45 TWh invece di 39 TWh). Negli ultimi dieci anni la Norvegia

ha risparmiato circa 25 TWh di petrolio grazie allo sviluppo delle auto elettriche.

Pertanto, il rischio di una produzione elettrica insufficiente in Norvegia non è motivo di preoccupazione. Ulteriori rischi risiedono in termini di domanda di energia a causa di una tariffazione non coordinata. La Norvegia è uno dei paesi con la più alta disponibilità di ricarica domestica al mondo. Per ora, l'80% dei proprietari tende a ricaricare l'auto a casa, soprattutto durante la notte. In futuro, si potrebbero creare sovraccarichi locali se i proprietari di veicoli elettrici ricaricassero le loro auto contemporaneamente durante i picchi di domanda, soprattutto nelle aree poco collegate.

La sfida ora per la Norvegia è incoraggiare i residenti a ricaricare i propri veicoli durante il giorno. La rete di ricarica pubblica è già ampiamente diffusa, con quasi 24.000 stazioni di ricarica pubbliche. È il secondo Paese con il maggior numero di punti di ricarica per abitante in Europa (oltre 4 stazioni ogni 1.000 abitanti, più del doppio della media Ue). La sfida per la Norvegia ora risiede principalmente nel promuovere cambiamenti nel comportamento degli utenti. Questo paese pioniere si spera possa indicare la strada ad altri paesi europei...

Conclusione

In conclusione, i rigorosi standard sulle emissioni dell'UE e l'introduzione di modelli di auto elettriche più convenienti hanno catalizzato un cambiamento significativo nel mercato automobilistico.

L'aumento delle vendite di auto elettriche da meno del 2% nel 2019 al 15% nel 2023 sottolinea questo cambiamento. Se gli obiettivi attuali verranno mantenuti, le proiezioni suggeriscono che quasi la metà del parco auto potrebbe essere elettrificato entro il 2035.

In Norvegia, politiche di sostegno ambiziose hanno portato le vendite di veicoli elettrici da meno del 5% nel 2013 a quasi il 90% nel 2023, con un conseguente risparmio significativo di petrolio di circa 25 TWh negli ultimi dieci anni. Questo risultato è una prima valutazione reale del potenziale impatto degli obiettivi europei sul calo del consumo di petrolio, che potrebbe accelerare in modo significativo nel prossimo decennio. Tuttavia, questa accelerazione dipende dal sostegno del governo dell'UE a queste politiche, come mostrato nell'esempio norvegese.



L'Europa si avvicina al gas mentre gli obiettivi net-zero si allontanano



Alla conferenza annuale "Flame Gas" tenutasi ad Amsterdam il 23-25 aprile scorso i dirigenti delle società energetiche europee hanno espresso un punto di vista che fino a poco tempo fa era praticamente un tabù: molti hanno rivelato la loro convinzione che raggiungere obiettivi di zero emissioni entro il 2050 sia probabilmente un compito arduo nonostante le misure rigorose dei governi. Ciò potrebbe infondere nuova vita al commercio di gas naturale e GNL per un periodo più lungo di quanto previsto fino a poco tempo fa, o accettato dalla politica.

La consapevolezza di una vita più lunga per il gas fossile arriva in un momento in cui le major internazionali del petrolio e del gas stanno lentamente portando avanti i loro impegni ecologici.

La Shell britannica, ad esempio, ha ridimensionato i piani per la riduzione del 20% dell'intensità netta di carbonio entro il 2030. Una nota positiva simile sugli idrocarburi è stata ampiamente avvertita alla conferenza CERWeek di quest'anno a Houston, tenutasi a marzo. Tuttavia la transizione energetica sta mantenendo il suo slancio anche se le sfide macroeconomiche e geopolitiche si stanno accumulando.

Secondo Justin Jackson, amministratore delegato di Exxon Mobil Gas Marketing Europe "Raggiungere l'obiettivo net zero è semplicemente una delle più grandi sfide che l'umanità deve affrontare in questo momento. Guardando gli approcci diversi, non è sorprendente che i governi abbiano provato di trovare soluzioni comuni questo problema", ha affermato "...è chiaro però che non hanno il ritmo di cui abbiamo bisogno per realizzare i nostri obiettivi entro il 2050". Jackson è stato critico

nei confronti dell'approccio europeo di fare affidamento principalmente sul mercato spot del GNL per i carichi, poiché ritiene che il gas sia un combustibile di transizione e la chiave per sostituire le importazioni di gas russo.

Ci sono molti rischi con questo approccio, in particolare nel momento in cui c'è davvero bisogno del GNL e anche l'Asia ne ha bisogno. Il gas e il GNL possono essere una parte fondamentale della strategia per ridurre le emissioni però il fatto che il gas possa essere utilizzato per sostituire la produzione di energia elettrica a carbone per ottenere una riduzione di oltre il 50% delle emissioni di carbonio è incompatibile.

Il più grande fornitore europeo di gas naturale, la norvegese Equinor, ritiene che continuerà a vendere gas in Europa entro il 2050 e continuerà a investire nel carburante.

Tuttavia, l'azienda rimane pragmatica riguardo al futuro e sostiene diverse fonti energetiche per diversificare le proprie opzioni. Oltre al gas, si sta preparando per l'espansione delle energie rinnovabili a un ritmo più elevato rispetto a quello attuale e sta anche investendo in grandi progetti a basse emissioni di carbonio.

I prezzi del gas



Source: Energy Intelligence



CONVEGNO **AIDEN** · **AIEE** · **AEIT/MI**

La riforma del mercato elettrico italiano a venti anni dall'avvio

Si è svolto nel corso della giornata di mercoledì 10 aprile 2024 il Convegno “**La riforma del mercato elettrico italiano a venti anni dall'avvio**”, organizzato da AIDEN – AIEE – AEIT/MI in collaborazione con Edison che ha ospitato l'evento.

L'obiettivo del convegno è stato di illustrare i principali sviluppi dell'incipiente riforma del mercato elettrico, così come risulta dagli schemi di Regolamento europeo in fase di adozione (PPA, CfD e capacity market) nonché di integrare tale riforma con elementi di regolamentazione dei mercati in Italia (es. stoccaggi MACSE). A vent'anni data dall'avvio del mercato del giorno (MGP) e del mercato del servizio di dispacciamento (MSD) in Italia, avvenuta il 1° aprile 2004, sono stati presentati e dibattuti aspetti che riguardano un importante completamento dei mercati elettrici in Europa e nel nostro Paese.

È stato messo in luce come l'Italia sia da tempo precursore ed ispiratore di questa riforma europea.

L'incontro è stato introdotto da **Nicola Monti** (AD di Edison S.p.A.), da **Guido Bortoni** (Presidente AEIT-MI), da **Matteo Di Castelnuovo** (Presidente AIEE) e da **Marinella De Focatiis** (Segretario AIDEN/EFELA) ed ha visto la partecipazione di 21 relatori di alto livello che hanno affrontato la tematica degli sviluppi della riforma del 2004 da una prospettiva giuridica, economica e tecnica.

Dal dibattito, ampio e articolato a cui ha contribuito un pubblico numeroso e partecipe (175 in sala e 75 collegati in streaming), sono emersi numerosi spunti per l'integrazione e l'implementazione della normativa di settore, anche alla luce del regolamento europeo in fase di adozione.

Il successo dell'incontro ha confermato non solo l'importanza degli argomenti trattati, ma anche la fondamentale necessità di mantenere sempre aperto un confronto vivo e di alto profilo.

La video registrazione dell'evento è disponibile sul sito dell'AIEE
https://www.aiee.it/2024_04_10_milano/





**AIEE
2024**

Current and Future Challenges to Energy Security

8th AIEE Energy Symposium

AIEE

ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

IAEE
International Association for
ENERGY ECONOMICS

Padua, 28-30 November 2024 - University of Padua

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

Call for Abstracts starts on May 15 - deadline July 15

www.aieesymposium.eu

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

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



GAS NATURALE

Deutsche ReGas avvia le operazioni presso il terminale di importazione GNL di Mukran



Deutsche ReGas ha ottenuto un permesso operativo ai sensi delle leggi federali e statali tedesche per il suo terminale di importazione GNL Deutsche Ostsee a Mukran sull'isola di Rügen. Il progetto, che avrà una capacità iniziale di 7,5 miliardi di metri cubi/anno, comprende attualmente solo una nave Floating Storage Regasification Unit (FSRU), denominata Energos Power. Una seconda nave, Neptune, arriverà a Mukran nella primavera del 2024, una volta terminato il suo servizio a Lubmin. Quando il progetto sarà completamente operativo, 13,5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale verranno immessi nella rete tedesca di trasporto del gas a Lubmin attraverso il gasdotto Ostsee Anbindungsleitung (OAL) lungo 50 chilometri. La Germania dispone di terminali GNL a Wilhelmshaven, Lubmin, Brunsbüttel, Stade e Mukran. Nel 2023, i terminali GNL rappresentavano circa il 7% del totale delle importazioni di gas tedesche.

Il Consiglio UE approva la proroga della riduzione volontaria della domanda di gas

Il Consiglio dell'UE incoraggia gli Stati membri a continuare a ridurre il consumo di gas fino al 31 marzo 2025, di almeno il 15% rispetto al consumo medio di gas nel periodo dal 1° aprile 2017 al 31 marzo 2022. La raccomandazione mira a fornire tempo affinché gli Stati membri adottino adeguate misure di sicurezza dell'approvvigionamento fino al recepimento delle direttive (UE) 2023/1791 e (UE) 2023/2413 sull'efficienza energetica e sulle energie rinnovabili nel 2025. Raccomanda inoltre di mantenere altre misure esistenti nell'ambito del regolamento sulla riduzione della domanda, come il monitoraggio e la rendicontazione della riduzione della domanda di gas per settore e l'informazione alla Commissione nel caso in cui vengano adottate nuove misure.

Nel luglio 2022, il Consiglio dell'UE ha adottato un regolamento sulla riduzione volontaria della domanda di gas naturale del 15% come risposta urgente alla crisi energetica causata dall'aggressione militare della Russia contro l'Ucraina. La misura è stata prorogata di un anno nel 2023 e cesserà di applicarsi il 31 marzo 2024.

Grazie alle misure, l'UE è riuscita a eliminare gradualmente circa 65 miliardi di metri cubi di gas russo nel 2023, principalmente nelle famiglie e nelle industrie.

TotalEnergies riavvia la produzione dal giacimento di gas danese di Tyra



La compagnia francese di petrolio e gas TotalEnergies ha annunciato il riavvio della produzione dall'hub di Tyra nel Mare del Nord danese. Il giacimento di Tyra, uno dei più grandi della Danimarca, è stato temporaneamente chiuso nel 2019 per una riqualificazione che prevedeva l'installazione di 8 nuove parti superiori della piattaforma dopo che il fondale marino era sprofondato di diversi metri sotto le piattaforme di Tyra dopo oltre 30 anni di produzione. Si prevede che l'hub produrrà 5,7 milioni di metri cubi/giorno di gas e 22 kb/giorno di condensato, consentendo alla Danimarca di essere autosufficiente e di essere un esportatore netto di gas naturale. Prima della sua chiusura, il giacimento di Tyra fungeva da hub di lavorazione ed esportazione per oltre il 90% del gas prodotto dal Mare del Nord danese.

TotalEnergies è l'operatore del giacimento di Tyra per conto del Danese Underground Consortium (DUC), una partnership tra TotalEnergies (43,2%), BlueNord (36,8%) e Nordsøfonden (20%). Tyra si trova 225 km a ovest della costa di Esbjerg (sud-ovest della Danimarca) e il gas che produce viene consegnato in Europa attraverso due gasdotti di esportazione a Nybro in Danimarca e Den Helder nei Paesi Bassi.

L'Iran firma un accordo quinquennale per la fornitura di 18,25 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale all'Iraq

La National Iran Gas Company (NIGC) ha firmato un accordo quinquennale sul gas con il Ministero dell'Elettricità iracheno, per fornire 50 milioni di metri cubi/giorno (18,25 miliardi di metri cubi/anno) di gas naturale all'Iraq. Il gas inviato verrà utilizzato per generare elettricità, attualmente molto richiesta in Iraq. In cambio, l'Iraq dovrebbe fornire petrolio e benzina all'Iran.

L'Iran, che è un importante fornitore di gas naturale per l'Iraq, rappresentava oltre il 27% delle importazioni di gas irachene nel 2022. Nel maggio 2023, i ministeri del Petrolio dei due paesi avevano firmato un accordo per facilitare la cooperazione bilaterale su petrolio, gas e progetti petrolchimici e l'Iran si è impegnato a estendere l'attuale contratto di esportazione di gas per altri 5 anni.

Aramco assegna contratti da 7,7 miliardi di dollari per espandere il progetto sul gas



Saudi Aramco, la compagnia statale Saudita, ha assegnato contratti di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) per un valore di 7,7 miliardi di dollari per espandere l'impianto di gas di Fadhili da 71 milioni di metri cubi/giorno a 113 milioni di metri cubi/giorno. Situato nella provincia orientale dell'Arabia Saudita, il progetto prevede inoltre di aggiungere ulteriori 2.300 Mt/g alla produzione di zolfo dell'azienda.

Il completamento del progetto di espansione è previsto entro novembre 2027.

Nel 2023, la produzione media di idrocarburi di Saudi Aramco è diminuita del 6% a 12,8 mb/g, inclusi 10,7 mb/g di petrolio greggio. L'azienda mira ad aumentare la produzione di gas di oltre il 60% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2021.

ADNOC Gas prevede di investire 13 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni

ADNOC Gas, l'unità integrata di trattamento del gas della Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), prevede di investire oltre 13 miliardi di dollari in opportunità di crescita negli Emirati Arabi Uniti e all'estero nei prossimi cinque anni. La società, che ha registrato ricavi per quasi 23 miliardi di dollari nel 2023, mira ad acquisire il nuovo impianto GNL di Ruwais, a più che raddoppiare la sua capacità di produzione di GNL entro il 2028 e ad aumentare i volumi di esportazione di GNL, in linea con i precedenti annunci di ADNOC (maggio 2023). Nel 2024, ADNOC Gas si concentrerà sulla lavorazione e sulla fornitura di maggiori volumi di gas ai propri clienti e cercherà di espandere la propria rete di gasdotti naturali e sviluppare infrastrutture per aumentare l'approvvigionamento di gas per la crescita dei suoi prodotti petrolchimici a Ruwais.

ADNOC Gas gestisce un progetto di liquefazione del gas su tre treni, 5,9 Mt/anno sull'Isola di Das e svilupperà il nuovo progetto GNL nella città industriale di Al Ruwais, Al Dhafrah, Abu Dhabi, dove beneficerà della vicinanza dei giacimenti di gas di ADNOC e impianti petrolchimici. La società beneficerà inoltre della prevista espansione della capacità di produzione di petrolio di ADNOC a 5 mb/g entro il 2027.

La Germania prevede lo smantellamento graduale della rete di distribuzione del gas

Il Ministero tedesco dell'Economia e della Protezione del Clima (BMWK) ha iniziato a pianificare la graduale disattivazione della rete di distribuzione del gas, per organizzare una transizione graduale verso un riscaldamento a impatto climatico zero. Il piano intende conciliare gli obiettivi climatici, la sicurezza dell'approvvigionamento e l'efficienza economica poiché la Germania una volta che si avvicinerà alla neutralità climatica, non avrà più bisogno delle reti di fornitura di gas esistenti nella loro forma e portata attuale (oltre 500.000 km). I piani prevedono di garantire un approvvigionamento energetico continuo e conveniente per i consumatori finali durante la fase di trasformazione e di evitare l'aumento dei costi di rete man mano che il numero di utenti del gas diminuirà nel tempo. Il consumo di gas naturale in Germania è sceso del 15% nel 2022 a 83 miliardi di metri cubi, in seguito al passaggio ad altre energie, e ancora del 5% nel 2023. La Germania mira a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 65% nel 2030 rispetto ai livelli del 1990 e a raggiungere la neutralità carbonica entro il 2045.

Gazprom collegherà i due principali gasdotti nella Russia orientale



La compagnia statale russa Gazprom ha avviato i lavori per collegare i due principali gasdotti nella Russia orientale, il Power of Siberia e il gasdotto Sakhalin Khabarovsk-Vladivostok. Il nuovo gasdotto Belogorsk-Khabarovsk, che collegherà gli altri due, una volta completato correrà per oltre 800 km lungo il confine con la Cina. La realizzazione di questo nuovo gasdotto di collegamento fa parte del progetto russo Eastern Gas Supply System, che prevede lo sviluppo di impianti di trasporto del gas nella Russia orientale e la loro ulteriore integrazione con l'infrastruttura del gas nella parte occidentale del paese. Il gasdotto Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok, lungo 1.822 km, entrato in servizio nel 2011, ha una capacità massima di 36,5 miliardi di metri cubi/anno, mentre il gasdotto Power of Siberia, lungo 3.968 km, che collega Russia e Cina, ha iniziato le forniture di gas nel 2019 e ha una capacità massima di 38 miliardi di metri cubi/anno. La fornitura di gas dalla Russia alla Cina attraverso il gasdotto Power of Siberia ha raggiunto i 15 miliardi di metri cubi nel 2022 e si prevede che i volumi crescano ogni anno. La Russia sta inoltre sviluppando il gasdotto Power of Siberia 2, che dovrebbe avere una capacità di 50 miliardi di metri cubi/anno.

La Russia annuncia che Gazprom acquisirà la partecipazione di Shell nel progetto GNL Sakhalin-2



Sakhalin Project, un'unità interamente controllata dalla società statale russa del gas Gazprom, acquisirà la partecipazione del 27,5% di Shell in Sakhalin Energy, il nuovo operatore del progetto Sakhalin-2 LNG. L'acquisto è stato approvato dal governo russo e l'unità di Gazprom acquisterà la partecipazione in Sakhalin Energy per 1 miliardo di dollari. Gazprom detiene già una partecipazione operativa del 50% nell'operatore del terminale GNL e raggiungerà il 77,5% di Sakhalin Energy. Questo annuncio del governo russo annulla ufficialmente l'ordine adottato nell'aprile 2023 di vendere la quota del 27,5% alla società russa Novatek, concorrente di Gazprom.

Il progetto era di proprietà di Gazprom (50% più un'azione), Shell (27,5% meno un'azione), Mitsui (12,5%) e Mitsubishi (10%). Shell ha espresso l'intenzione di ritirarsi dal progetto

nel marzo 2022 dopo l'inizio dell'invasione russa dell'Ucraina. Nell'estate del 2022, la Russia ha deciso di assumere il pieno controllo del progetto e ha istituito una nuova entità, Sakhalin Energy, come nuovo operatore del progetto. La Russia aveva annunciato che se le società straniere si fossero rifiutate di aderire alla nuova entità, la loro partecipazione nel progetto sarebbe stata venduta a una società russa. Gazprom, Mitsui e Mitsubishi hanno deciso di mantenere le loro partecipazioni nel progetto Sakhalin-2 (decisione approvata dalla Russia nell'agosto 2022), contrariamente a Shell.

Il progetto di liquefazione del GNL Sakhalin-2, situato nell'oblast estremo orientale di Sakhalin, comprende due treni di GNL con una capacità totale di 10,8 Mt/anno, messi in servizio nel 2009.

ADNOC e SEFE firmano un accordo per 1 Mt/anno di GNL

La società degli Emirati Arabi ADNOC ha firmato un accordo a lungo termine della durata di 15 anni per fornire alla società tedesca SEFE 1 Mt/anno di GNL dal progetto Ruwais LNG, situato nell'Emirato di Abu Dhabi.

Le operazioni commerciali della struttura e le forniture inizieranno nel 2028. L'accordo è subordinato alla decisione finale di investimento (FID) sul progetto e alla negoziazione di un accordo definitivo di vendita e acquisto tra le due società.

Questo è il secondo accordo di fornitura di GNL a lungo termine del progetto Ruwais LNG, dopo l'accordo di 15 anni firmato tra ADNOC e la cinese ENN Natural Gas nel dicembre 2023.

Il progetto Ruwais che consiste in due treni di liquefazione di GNL da 4,8 Mt/anno con una capacità totale di 9,6 Mt/anno, una volta completato raddoppierà la capacità di produzione di GNL di ADNOC e contribuirà a soddisfare la crescente domanda globale di gas naturale.



PETROLIO

La Russia ridurrà la produzione di petrolio greggio nel secondo trimestre del 2024

Nel secondo trimestre del 2024 la Russia ha deciso di ridurre la produzione di petrolio invece di ridurre le esportazioni per conformarsi agli altri paesi membri dell'OPEC+. I tagli alle esportazioni saranno fatti progressivamente: la Russia prevede di ridurre la sua produzione di ulteriori 350 kb/g nell'aprile 2024 e le sue esportazioni di 121 kb/g nell'aprile 2024. Nel maggio 2024, la produzione sarà tagliata di 400 kb/g e le esportazioni di 71 kb/g. Nel giugno 2024, la produzione sarà ridotta di 471 mila barili al giorno, senza alcun taglio alle esportazioni. I produttori di petrolio russi ridurranno la loro produzione in base alla loro quota nella produzione totale del paese. Nell'aprile 2023, la Russia ha annunciato un taglio volontario di 500 kb/g, che si estenderà fino alla fine di dicembre 2024. A marzo 2024, la Russia aveva tagliato la produzione e le esportazioni di petrolio di 471 kb/g in coordinamento con sette paesi dell'OPEC+ che avevano esteso i loro tagli volontari di 2,2 mb/g volti a sostenere la stabilità e l'equilibrio dei mercati petroliferi per il secondo trimestre del 2024.

L'OPEC+ ha deciso di mantenere intatta la produzione di petrolio

Il Comitato ministeriale congiunto di monitoraggio (JMMC) dell'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) e gli alleati guidati dalla Russia, noto come OPEC+, hanno deciso di mantenere invariata la politica di approvvigionamento di petrolio. La misura è iniziata nel dicembre 2023 e doveva durare fino alla fine del primo trimestre del 2024. I tagli volontari sono stati: Arabia Saudita di 1.000 kb/d, Iraq di 220 kb/d, Emirati Arabi Uniti di 163 kb/d, Kuwait di 135 kb/d, Kazakistan di 82 kb/d, Algeria di 51 kb/d e Oman di 42 kb/g).



Entara e Trafigura in trattative per l'acquisto della raffineria di Fos-sur-Mer



Rhône Energies, una joint-venture tra la società di infrastrutture energetiche Entara e il trader Trafigura, con sede a Singapore, ha avviato trattative esclusive per l'acquisto delle raffinerie di Fos-sur-Mer da 7 Mt/anno (140.000 bbl/d) e Tolosa e dei depositi di carburante di Esso (ExxonMobil) di Villette de Vienne. L'accordo, soggetto alle approvazioni normative, potrebbe concludersi entro la fine del 2024.

Secondo i termini dell'acquisizione, Trafigura stipulerebbe un accordo esclusivo di fornitura di petrolio greggio e di prelievo di prodotti della durata minima di 10 anni, inclusa la proprietà del petrolio greggio e delle scorte di prodotti nei serbatoi.

La capacità di raffinazione in Francia è di 1,2 mb/g (fine 2022), in calo rispetto a 2 mb/g nel 2005. Oltre a Fos-sur-Mer, ExxonMobil gestisce la raffineria Gravenchon (239 kb/g).

Il più grande operatore nel settore della raffinazione francese è TotalEnergies, con una capacità di raffinazione di 581 kb/g.

Gli Stati Uniti danno il via libera alla costruzione di un terminal per l'esportazione di petrolio da 2 mb/g in Texas

La United States Maritime Administration (MARAD), un'agenzia del Dipartimento federale dei trasporti, ha assegnato una licenza per un porto in acque profonde a Enterprise Products Partners per il Sea Port Oil Terminal da 2 mb/g, situato a 30 miglia nautiche (56 km) al largo della Brazoria Contea, costa del Texas. La licenza autorizza l'Enterprise ad avviare la costruzione del terminale offshore in grado di caricare 2 mb/g di petrolio greggio. La messa in servizio potrebbe avvenire nel 2027.

Il progetto è progettato per caricare navi cisterna di petrolio greggio di grandi dimensioni e altre navi cisterna per petrolio greggio fino a una velocità di 85.000 bbl/ora. Inoltre, verranno costruite doppie condutture bidirezionali da 36 pollici (91 cm) di diametro che si collegheranno al nuovo terminal del petrolio greggio di Oyster Creek della società nella contea di Brazoria, che sarà costruito a circa 10 miglia (16 km) nell'entroterra.

Gli Stati Uniti, che sono il più grande produttore di petrolio al mondo, produrranno 19,2 mb/g nel 2023 (+11% rispetto al 2022). Meno di un quarto della produzione del Paese viene esportato (4,5 mb/g nel 2023, +12% rispetto al 2022).

Cina: CNOOC annuncia la scoperta di un giacimento petrolifero di oltre 100 Mt nel Mare di Bohai



La compagnia petrolifera cinese CNOOC ha annunciato la scoperta di un giacimento petrolifero di oltre 100 Mtep nel mare di Bohai, al largo della costa settentrionale della Cina. La scoperta è stata fatta nel giacimento petrolifero Qinhuangdao 27-3 situato nelle acque centro-settentrionali del Mare di Bohai. Questo annuncio della CNOOC arriva solo pochi giorni dopo che la società aveva annunciato la scoperta di un altro giacimento di petrolio e gas di oltre 100 Mtep nel Mar Cinese Meridionale.

Inoltre, CNOOC ha annunciato l'avvio di un progetto per un terminale di lavorazione del gas naturale per il giacimento di Bohai. Il progetto, situato nella città di Binzhou, nella provincia cinese dello Shandong, ha ufficialmente iniziato a fornire gas alle aree circostanti. Si tratta di un terminale onshore a supporto del progetto del giacimento di gas condensato Bozhong 19-6, con riserve accertate di gas di oltre 100 miliardi di metri cubi nel Mare di Bohai. Si prevede che il progetto tratterà fino a 1,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale.

Le riserve accertate di petrolio della Cina erano stimate a 3,5 Gt alla fine del 2022 (con un rapporto riserve/produzione di 17 anni), mentre le riserve accertate di gas naturale convenzionale erano stimate a quasi 2 900 miliardi di metri cubi (14 anni di produzione).

Le esportazioni di petrolio degli Stati Uniti hanno raggiunto il record di 4,1 mb/g

Secondo la US Energy Information Administration (EIA), le esportazioni di petrolio greggio degli Stati Uniti nel 2023 sono aumentate del 13% rispetto ai livelli del 2022, stabilendo un nuovo record di una media di 4,1 mb/giorno.

Nel 2023, la produzione di petrolio è aumentata del 9% (1 mb/g) per raggiungere il livello record di 12,9 mb/g.

Le principali destinazioni delle esportazioni di petrolio statunitensi sono state l'Europa (1,8 mb/g), l'Asia e l'Oceania (1,7 mb/g). L'Europa è diventata la principale destinazione nel 2023 in seguito agli effetti dell'invasione russa dell'Ucraina e dell'inclusione del petrolio greggio West Texas Intermediate (WTI) nel Dated Brent. Nel 2023, i Paesi Bassi hanno ricevuto più esportazioni di petrolio greggio di qualsiasi altro paese con una media di 652 mila barili al giorno (+82%, o +293 mila barili al giorno rispetto al 2022).



CARBONE

RWE chiuderà 5 centrali elettriche tedesche alimentate a lignite a fine marzo 2024

L'utility tedesca RWE ha annunciato la chiusura definitiva di cinque centrali elettriche alimentate a lignite per un totale di 2,1 GW di capacità e situate nei siti di Grevenbroich-Neurath e Bergheim-Niederaussem nella Renania (Germania). La Germania aveva temporaneamente prolungato la propria vita operativa per aumentare l'approvvigionamento energetico del paese durante la crisi energetica europea nel 2022. Le centrali elettriche saranno chiuse il 31 marzo 2024.

Dalla fine del 2020, RWE ha messo fuori servizio 12 centrali elettriche a lignite con una capacità totale combinata di 4,2 GW. La Germania prevede di eliminare gradualmente l'energia alimentata a carbone dal suo mix energetico entro il 2030. Alla fine del 2022, carbone e lignite rappresentavano ancora 37 GW (il 16% della capacità installata della Germania) e il 33% della sua produzione di energia con oltre 189 TWh.

La Polonia considera di collegare le centrali elettriche a carbone con le miniere di carbone

Il Ministero dell'Industria polacco sta valutando la possibilità di collegare le centrali elettriche a carbone con le miniere.

Il Ministero prevede di portare il suo progetto alle banche per sviluppare un modello ottimale e accettabile per finanziare la trasformazione verde dei gruppi energetici. Il piano consiste nell'assegnare una determinata centrale elettrica a una determinata miniera entro luglio 2024, disporre del quadro giuridico corrispondente e pianificare l'attuazione del progetto entro settembre 2024, completando tutte le disposizioni necessarie entro la fine dell'anno.

La Polonia ha una capacità installata di 53 GW, di cui il 60% alimentato a carbone e lignite (alla fine del 2022) e che rappresentava oltre il 70% del mix energetico nel 2022.

La Cina annuncia i piani per implementare una riserva di capacità di carbone entro il 2027

La Commissione nazionale per lo sviluppo e la riforma (NDRC) della Cina ha messo a punto una norma per istituire un sistema di riserva di capacità di carbone entro il 2027, con l'obiettivo di garantire la sicurezza energetica attraverso forniture di carbone più flessibili. La Cina stabilirà una riserva di capacità di carbone di 300 milioni di tonnellate entro il 2030, corrispondente a circa il 6% della produzione del paese nel 2023. Nel 2021, la Cina ha fissato l'obiettivo di avere riserve di carbone pari al 15% della produzione annua.

La Cina è il più grande produttore mondiale di carbone, con 4.705 Mt nel 2023 (+3,3%) e consumatore (4.676 Mt nel 2023, +8,9%). Il Paese è anche il più grande importatore di carbone al mondo (476 Mt nel 2023, +62%).



Secondo il PEP2040, la Polonia mira a limitare la quota del carbone nella produzione di elettricità al 56% nel 2030.



RINNOVABILI

L'Austria introduce riforme normative per espandere l'energia eolica onshore

Il governo austriaco ha introdotto il regolamento sul premio di mercato per gli anni 2024 e 2025 per l'energia eolica onshore.

I volumi di gara per il 2024 sono stati aumentati da 400 MW a 582 MW per il 2024 e a 500 MW per il 2025. Un volume di gara di 282 MW sarà disponibile alla prima data di gara il 14 maggio 2024. Per i parchi eolici in località montane il sovrapprezzo aumenterà dal 7,66% all'8,13%. Inoltre, il regolamento impone agli stati federali di adattare la propria legislazione per garantire l'espansione dell'energia eolica oltre i prossimi due anni (designazione dei terreni, efficienza nelle procedure di concessione delle licenze, ecc.).

sione delle licenze, ecc.).

Alla fine del 2022, l'Austria aveva una capacità di 28,4 GW di cui 3,7 GW provenienti dall'eolico onshore (13%). Nei prossimi anni si prevede che circa 1 GW sarà messo a gara per raggiungere gli obiettivi a medio termine dell'Unione Europea e per raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2040. Attualmente, circa 1.200 MW di progetti eolici hanno ottenuto l'approvazione VIA mentre 850 MW sono in fase di approvazione, con la possibilità di richiedere finanziamenti per i progetti.

La Bulgaria lancia due gare per sviluppare 1.425 MW di capacità rinnovabile

Il Ministero dell'Energia bulgaro ha lanciato due gare d'appalto per l'acquisizione di 1.425 MW di capacità rinnovabile con 350 MW di stoccaggio energetico. Le due gare d'appalto, lanciate nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e sostenibilità, hanno un budget complessivo di circa 274 milioni di euro. Le offerte potranno essere presentate fino al 12 giugno 2024.

La prima gara, BG-RRP-4.032, supporta nuove capacità di generazione di energia da fonti rinnovabili e stoccaggio di energia elettrica con una capacità installata da 200 kW a 2 MW.

La gara da 55 milioni di euro mira a fornire almeno 200 MW di capacità eolica e solare in combinazione con almeno 100 MW di stoccaggio.

Anche la seconda gara, BG-RRP-4.033, mira a sostenere capacità superiori a 200 kW. La gara da 219 milioni di euro prevede di acquisire almeno 940 MW di capacità solare e/o eolica con almeno 200 MW di stoccaggio co-localizzato.

La Bulgaria ha fissato l'obiettivo di raggiungere il 27% di energie rinnovabili nel consumo energetico finale entro il 2030, di cui il 30% per l'elettricità, il 43% per il riscaldamento e il raffreddamento e il 14% per i trasporti. Per raggiungere questi obiettivi il Paese dovrà aggiungere 2,65 GW di energie rinnovabili, principalmente solari (2,17 GW).

Francia: EDF completa la costruzione del parco eolico offshore da 500 MW di Fécamp



EDF Renewables, filiale del gruppo francese EDF, ha annunciato che tutte le 71 turbine eoliche sono state installate nel parco eolico offshore da 500 MW di Fécamp, situato in Normandia.

Si prevede che il progetto eolico Fécamp, che comprende turbine Siemens Gamesa da 7 MW, inizierà a produrre elettricità nelle prossime settimane, una volta completati i test. Quando sarà completamente operativo, il parco eolico offshore da 500 MW produrrà energia elettrica sufficiente a soddisfare il consumo annuale di elettricità di 770.000 famiglie francesi. La prima turbina eolica per il progetto è stata installata nel luglio 2023.

Fécamp è il terzo progetto eolico offshore su scala commerciale in Francia ad essere completato, dopo i parchi eolici offshore di Saint-Nazaire (480 MW) e Saint-Brieuc (496 MW).

La Francia prevede di raggiungere il 40% di elettricità prodotta da fonti rinnovabili entro il 2030 e la neutralità carbonica entro il 2050. La Francia punta inoltre a sviluppare 40 GW di capacità eolica offshore entro il 2050 (482 MW a fine 2022 grazie alla messa in esercizio del giacimento di Saint-Nazaire progetto).

I pannelli solari bifacciali possono generare più energia a un costo inferiore fino al 70%



Gli scienziati del Surrey insieme ai colleghi dell'Università di Cambridge, dell'Accademia cinese delle scienze, dell'Università di Xidian e dell'Università di Zhengzhou, hanno costruito un nuovo tipo di pannello bifacciale, utilizzando nanotubi di carbonio a parete singola sia come elettrodi anteriori che posteriori. Questi tubi hanno una larghezza di soli 2,2 nanometri leggermente più sottili di un filamento di DNA umano. Un foglio di carta è più spesso di 45.000 nanotubi sovrapposti.

Le celle bifacciali possono raccogliere la luce solare sia dai pannelli anteriori che da quelli posteriori. Questo genera più energia e dipende meno dall'angolo da cui arriva la luce.

I nanotubi di carbonio sono molto trasparenti e conducono bene l'elettricità. I pannelli possono generare più di 36 mW per centimetro quadrato e il pannello posteriore ha prodotto quasi il 97% della potenza prodotta dal pannello anteriore.

I pannelli in grado di assorbire l'energia solare su entrambi i lati sono un ottimo modo per rendere la tecnologia più conveniente. La realizzazione di questi pannelli costa il 70% in meno rispetto a un normale pannello solare unilaterale. Ciò potrebbe modificare in modo significativo il mercato e semplificare le tecnologie basate sulle celle solari alla perovskite.

La Germania lancia una gara per lo sviluppo di 4 GW di capacità eolica onshore

L'agenzia tedesca per l'energia, la Federal Network Agency (Bundesnetzagentur), ha lanciato la seconda gara d'appalto per l'energia eolica onshore del 2024, nella quale offre 4.094 MW di capacità. Ciò rappresenta un aumento significativo rispetto alla capacità inizialmente prevista di 2.500 MW per la gara. Il valore massimo per i progetti in competizione all'asta è stato fissato a 7,35 centesimi di euro/kWh e le offerte possono essere presentate fino al 2 maggio 2024.

Anche il volume offerto per le due successive aste del 2024 è stato aumentato a 4.094 MW, rispetto alla capacità originariamente pianificata di 2.500 MW. Con l'aumento del volume delle offerte, la Germania prevede di bandire offerte per circa 15 GW di eolico onshore nel corso del 2024.

Nella sua prima gara per l'energia eolica onshore del 2024, la Bundesnetzagentur ha assegnato 1.836 MW di capacità eolica onshore in 129 gare. La gara è stata sottoscritta, poiché la quantità originariamente offerta era pari a 2.486 MW.

SSE Pacifico prevede di sviluppare 6 GW di capacità eolica offshore in Giappone

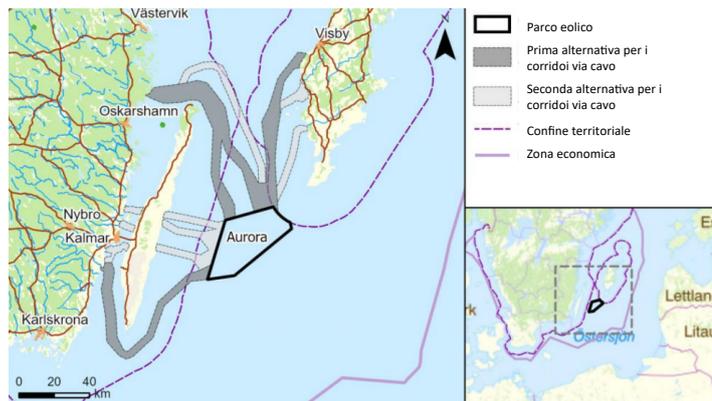
SSE Pacifico, la filiale giapponese del gruppo energetico britannico SSE, ha annunciato l'intenzione di sviluppare 6 GW di capacità eolica offshore in Giappone e di partecipare alle aste eoliche offshore nazionali del paese. Circa la metà della capacità prevista sarà di tipo a fondo fisso, mentre l'altra metà sarà mobile.

Il gasdotto di SSE Pacifico comprende in particolare un progetto pianificato da 500 MW al largo della costa di Mihama nella prefettura di Wakayama e un altro progetto da 500 MW al largo di Omaezaki nella prefettura di Shizuoka.

SSE Pacifico è stata fondata nel 2021 come joint venture, con SSE Renewables che detiene l'80% del capitale e la giapponese Pacifico Energy che detiene il restante 20%.

A livello nazionale, il Giappone prevede di commissionare 10 GW di nuova capacità eolica offshore entro il 2030 e fino a 45 GW entro il 2040. Il paese prevede di bandire gare d'appalto per circa 1 GW di progetti eolici offshore ogni anno fino al 2030. A partire dalla fine del 2022, il Giappone aveva solo 61 MW di capacità eolica offshore operativa. Secondo le stime preliminari, nel 2023 il Giappone ha superato i 150 MW di capacità offshore.

La Svezia concede il permesso ambientale a un progetto eolico offshore da 5,5 GW



Il consiglio di amministrazione della contea di Gotland ha concesso un permesso Natura 2000 al progetto eolico offshore Aurora da 5,5 GW, proposto dallo sviluppatore svedese OX2 in collaborazione con Ingka Investments.

I siti Natura 2000 sono designati specificamente per creare una rete ecologica europea e conservare gli habitat naturali elencati nella Direttiva 2009/147/CE, "Habitat e Uccelli".

Questo permesso è uno dei tanti che necessari per portare avanti i progetti proposti in queste aree.

Il progetto consisterebbe in un massimo di 370 turbine con un'altezza massima di 370 m, situate al di fuori delle isole di Gotland e Öland (Svezia sud-orientale). Se approvato, la costruzione potrebbe iniziare già nel 2028 e il progetto potrebbe iniziare a fornire elettricità entro il 2030. Produrrà fino a 24 TWh/anno contribuendo a ridurre circa 14 MtCO₂ e a fornire energia a circa 5 milioni di famiglie svedesi.

Alla fine del 2022, la Svezia aveva 193 MW di capacità eolica offshore installata (nessuna aggiunta di capacità offshore nel 2023) e oltre 14 GW di eolico onshore (16 GW nel 2023, secondo le stime preliminari). Il Paese mira a raggiungere un sistema elettrico rinnovabile al 100% (incluso il nucleare) entro il 2040.

La Spagna ha aggiunto 5,6 GW di capacità di energia solare fotovoltaica nel 2023

Secondo l'operatore della rete elettrica spagnola Red Eléctrica de España (REE), la Spagna ha aumentato la propria capacità di generazione solare fotovoltaica del 28% nel 2023, aggiungendo 5.6 GW durante l'anno per raggiungere un totale di 25,5 GW collegati alla rete.

Oltre all'aumento della capacità solare, sono stati aggiunti alla rete anche altri 661 MW di energia eolica e 4 MW di altre fonti rinnovabili. L'energia eolica rimane la tecnologia rinnovabile con la maggiore presenza nella capacità del Paese (24,5%) seguita dal ciclo combinato (20,9%), fotovoltaico (20,3%) e idroelettrico (13,6%).

Nel gennaio 2024, REE ha annunciato che nel 2023 il 50,3% della produzione elettrica totale della Spagna proveniva da energie rinnovabili, con l'eolico che rappresenta il 23,5% del mix energetico, seguito dal solare con il 14% e dall'energia idroelettrica (9,5%). La produzione di energia rinnovabile in Spagna è aumentata del 15% nel 2023 (compreso il +34% per il solare fotovoltaico), raggiungendo un livello record.

Secondo il progetto di aggiornamento del PNEC 2021-2030, la Spagna punta a raggiungere una capacità installata di 76 GW di solare fotovoltaico, 62 GW di eolico (di cui 3 GW offshore), 4,8 GW di CSP, 1,4 GW di biomassa, 62 MW di energia marina e 22 GW di storage entro il 2030.

Il DOE statunitense esamina le opzioni per connettere 85 GW di energia eolica offshore sulla costa atlantica

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha pubblicato l'Atlantic Offshore Wind Transmission Study, uno studio biennale che valuta le opzioni di trasmissione per supportare lo sviluppo dell'energia eolica offshore lungo la costa atlantica degli Stati Uniti. Lo studio si basa sullo sviluppo di 85 GW di energia eolica offshore al largo della costa atlantica entro il 2050 e analizza vari potenziali scenari per la trasmissione offshore considerando i costi e i benefici di ciascun percorso, fornendo una prospettiva di pianificazione multiregionale.

Secondo il rapporto, collegare insieme le piattaforme eoliche offshore per creare reti di trasmissione supera i costi, rispetto a ciascun progetto che ha le proprie connessioni di trasmissione isolate. Ridurrebbe inoltre la produzione da unità elettriche alimentate a combustibili fossili di 5,5-9,2 TWh/anno nel 2050, aumentando al contempo l'affidabilità della rete e garantendo interruzioni minime dell'ecosistema oceanico. Lo studio identifica inoltre corridoi di trasmissione potenzialmente fattibili e suggerisce l'implementazione tempestiva di standard tecnologici di corrente continua ad alta tensione (HVDC) per supportare la nuova trasmissione e facilitare la futura espansione della rete. Infine, raccomanda di costruire la trasmissione offshore in più fasi per contribuire a ridurre il rischio di sviluppo.

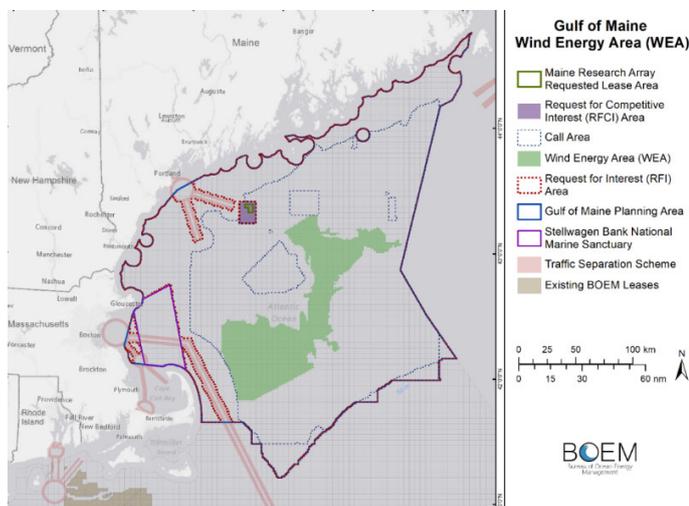
Gli Stati Uniti mirano a raggiungere 30 GW di energia eolica offshore entro il 2030 e ad aprire la strada verso 110 GW o più entro il 2050.

La capacità rinnovabile globale è aumentata di 473 GW nel 2023

Secondo l’IRENA, la capacità rinnovabile globale è aumentata di 473 GW (+14%) nel 2023 a oltre 3.800 GW, rispetto agli oltre 295 GW installati nel 2022. Questa crescita è stata stimolata da un forte aumento della capacità solare (+346 GW a circa 1.400 GW, ovvero +32%), seguita dalla capacità eolica (+116 GW, ovvero +13%, due su 1.010 GW). La capacità idroelettrica è aumentata di 7 GW a GW (+1%), la capacità bioenergetica di 4,4 GW (+3%) e la capacità geotermica da circa 200 MW a quasi 15 GW.

Come negli anni precedenti, la maggior parte delle nuove aggiunte di capacità (69%) si sono verificate in Asia (+ da 328 GW a 1.961 GW, ovvero oltre il 50% della capacità rinnovabile globale alla fine del 2023). La Cina è stata il principale motore con quasi 298 GW installati – il paese ha aggiunto nel 2023 la stessa capacità rinnovabile del mondo nel 2022 – con 217 GW di nuova capacità solare e 76 GW di nuova capacità eolica. Anche l’India ha installato oltre 12,7 GW di nuova capacità rinnovabile e il Giappone 5,9 GW. L’Europa ha aggiunto 71 GW di nuova capacità (di cui quasi 18 GW in Germania), il Nord America quasi 35 GW (di cui oltre 31 GW negli Stati Uniti) e il Sud America oltre 22 GW (di cui oltre 17 GW in Brasile e 2,9 GW in Cile). L’Australia ha installato oltre 5,2 GW, il Medio Oriente 5,1 GW e l’Africa 2,7 GW.

Il BOEM statunitense designa un'area con potenziale eolico offshore di 32 GW



Il Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) statunitense ha annunciato di aver finalizzato la designazione di un'area per l'energia eolica (WEA) nel Golfo del Maine. L'area ha il potenziale per supportare 32 GW di capacità eolica e ammonta a circa 8.100 m2 al largo degli Stati del Maine (3 GW), Massachusetts (10 GW) e New Hampshire, compresa tra circa 37 e 148 km al largo della costa. La valutazione ambientale dei potenziali impatti delle attività di leasing eolico offshore nell'area aprirà un periodo di consultazione pubblica di 30 giorni. A livello federale, gli Stati Uniti puntano a 30 GW di eolico offshore entro il 2030 e a 15 GW di capacità eolica galleggiante entro il 2035. Il Paese prevede inoltre di raggiungere 110 GW o più di eolico offshore entro il 2050.

La Commissione Europea autorizza la Grecia ad un aiuto di Stato da 1 miliardo di euro per 2 progetti



La Commissione europea ha approvato un pacchetto di misure di aiuto greco da 1 miliardo di euro per sostenere due progetti di produzione e stoccaggio di energia rinnovabile in Grecia. Il Progetto Faethon prevede la realizzazione di due impianti solari fotovoltaici da 252 MW, unità di accumulo termico integrato a sali fusi e una sottostazione ad altissima tensione, mentre il Progetto Seli prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da 309 MW con un sistema di accumulo dell’energia (BESS) a batteria integrata agli ioni di litio. Entrambi i progetti dovrebbero essere completati entro la metà del 2025. Le misure di aiuto della Grecia consisteranno in un contratto per differenza (CfD) bidirezionale della durata di 20 anni, in cui il prezzo di esercizio sarà fissato da un comitato tecnico sulla base di un'analisi costi-benefici e di una valutazione del rischio. Il prezzo di riferimento sarà calcolato come media mensile ponderata per la produzione del prezzo di mercato dell’energia elettrica nei mercati del giorno prima. La Commissione europea ha ritenuto che le misure siano conformi alle norme dell’UE sugli aiuti di Stato e aiuteranno la Grecia a raggiungere i suoi obiettivi climatici ed energetici. Nell’ambito del PNEC, la Grecia punta a una quota del 35% di energie rinnovabili nel consumo finale di energia nel 2030 (quasi il 23% raggiunto nel 2022), di cui il 60% per l’elettricità (42% nel 2022), il 40% per il riscaldamento e il raffreddamento (31% nel 2022) e il 14% per i trasporti (4,1% nel 2022).

Nel frattempo, l'operatore indipendente di trasmissione di energia greco (ADMIE) ha annunciato una procedura di gara per un cavo elettrico sottomarino per collegare le isole del Dodecaneso e del Nord Egeo. ADMIE sta sviluppando numerosi progetti di trasmissione di energia, tra cui una linea a 400 kV in Tessaglia, nuove interconnessioni con Italia, Albania, Turchia, Cipro e Israele, Germania e persino con l'Arabia Saudita.



I Paesi Bassi ricevono diverse offerte nella gara per l'eolico offshore da 4 GW

La Netherlands Enterprise Agency (RVO) ha ricevuto diverse offerte per due siti proposti per un totale di 4 GW nella zona del parco eolico IJmuiden Ver nel Mare del Nord olandese. La gara, indetta dal Ministero degli Affari economici e del clima all'inizio di marzo 2024, riguardava i siti IJmuiden Ver Alpha e Beta, ciascuno dei quali ha il potenziale per detenere 2 GW di capacità eolica offshore.

Il gruppo energetico svedese Vattenfall ha presentato un'offerta con un partner sconosciuto per entrambi i siti, mentre il gruppo energetico olandese Eneco e il gruppo energetico norvegese Equinor hanno deciso di non partecipare, citando costi crescenti e rischi di ritardi. I vincitori saranno annunciati nel giugno 2024 e i progetti eolici offshore dovrebbero iniziare a fornire energia nel 2029 o nel 2030. La zona di IJmuiden Ver contiene un terzo sito (IJmuiden Ver Gamma) che ha anch'esso un potenziale di 2 GW e si prevede che sarà messo in funzione nel 2025.

I Paesi Bassi mirano a 21 GW di capacità eolica offshore entro il 2030, 50 GW entro il 2040 e 70 GW entro il 2050. Alla fine del 2022, circa 3,2 GW di energia eolica offshore erano stati completamente commissionati.

SSE ed Equinor progettano di sviluppare una centrale elettrica alimentata a idrogeno da 900 MW nel Regno Unito

La britannica SSE e la norvegese Equinor intendono sviluppare una centrale elettrica alimentata a idrogeno da 900 MW nel North Lincolnshire, in Inghilterra, che potrebbe essere operativa entro il 2030. La centrale a idrogeno di Keadby entrerà in fase di valutazione ambientale nell'aprile 2024 prima che le due aziende avviino una consultazione pubblica. La nuova centrale sarà progettata per funzionare al 100% con idrogeno, anche se la domanda di pianificazione sarebbe di natura "dual-fuel". Il sito Keadby della SSE era in passato una centrale elettrica a carbone. Ora ospita la centrale elettrica a gas (Keadby 2 da 893 MW), messa in servizio all'inizio del 2023 e un parco eolico onshore. SSE ed Equinor stanno inoltre sviluppando la centrale elettrica Keadby Carbon Capture,

Il Parlamento rumeno approva la legge sull'energia eolica offshore

La Camera bassa del Parlamento rumeno, la Camera dei Deputati, ha approvato la legge sull'energia eolica offshore, che aveva già ricevuto il via libera dal Senato e che sarà inviata alla Presidenza per la promulgazione. La legge ha creato un quadro legislativo per sviluppare progetti eolici offshore nel Mar Nero rumeno, con i primi progetti che dovrebbero essere commissionati nel 2032. I progetti potrebbero essere utilizzati per produrre idrogeno verde e ammoniaca verde per decarbonizzare l'industria rumena.

Entro 3 mesi dall'entrata in vigore della legge, il Ministero dell'Energia rumeno dovrebbe avviare uno studio per preparare la procedura di concessione e le attività per l'esplorazione, la costruzione di progetti eolici offshore e la loro gestione. Lo studio determinerà, tra l'altro, le aree marittime che il Ministero dell'Energia concederà.

Sulla base dello studio, entro il 31 marzo 2025 il Governo approverà le aree eoliche offshore ed entro il 30 giugno 2025 verranno approvati i successivi atti di attuazione della legge.

Il Ministero dell'Energia avvierà una procedura competitiva per l'affidamento dei contratti di concessione. Secondo la Banca Mondiale, la Romania ha un potenziale eolico offshore di 76 GW, di cui 54 GW di turbine galleggianti e 22 GW di turbine fisse sul fondo.



un progetto CCS da 1,5 MtCO₂/anno che sarebbe realizzato da un consorzio formato da Aker Solutions, Siemens Energy e Doosan Babcock.



Energia nucleare

Rosatom avvia la costruzione dell'Unità 7 presso la centrale nucleare di Leningrado

Il gruppo statale russo Rosatom ha iniziato la costruzione dell'unità 7 (VVER-1200), da 1,2 GW della centrale nucleare di Leningrado, situata vicino a San Pietroburgo. Nel gennaio 2024, l'ente regolatore nucleare russo Rostekhnadzor aveva rilasciato le licenze a Rosatom per la costruzione delle unità 7 e 8. La messa in servizio dell'unità 7 è prevista entro il 2030.

La centrale nucleare di Leningrado è una delle più grandi della Russia, con una capacità installata di 4,4 GW, e fornisce oltre il 55% della domanda di elettricità di San Pietroburgo e della regione di Leningrado, ovvero circa il 30% di tutta l'elettricità

nel nord-est. Russia occidentale. Leningrado-1 è stata chiusa nel 2018 dopo 45 anni di attività, mentre Leningrado-2, anch'essa un'unità RBMK da 1.000 MW, è stata definitivamente chiusa nel novembre 2020. Le nuove unità VVER-1200 (Unità 5 e 6) sono state messe in servizio nel 2018 e nel 2021, mentre le Unità 7 e 8 sostituiranno le Unità 3 e 4 (entrate in funzione nel 1980 e 1981), poiché la loro chiusura è prevista nei prossimi anni.

Nel 2022, il nucleare rappresentava l'11% della capacità installata in Russia con 29,5 GW e il 19% della sua produzione di energia con 223 TWh. Nel Paese sono attualmente in costruzione più di 5 GW di capacità nucleare e oltre 32 GW in fase di sviluppo.



ENERGIA ELETTRICA

Il PSE polacco prevede di spendere 14,9 miliardi di euro entro il 2034 per costruire 4.850 km di nuove linee elettriche

L'operatore polacco del sistema di trasmissione (TSO) Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) ha annunciato l'intenzione di spendere 15 miliardi di euro entro il 2034 per costruire nuove linee di trasmissione di energia ad alta tensione e collegare le capacità rinnovabili e nucleari pianificate, come parte dell'obiettivo del paese di sostituire gradualmente la produzione di energia elettrica a carbone.

Il PSE ha in particolare annunciato nella sua bozza di piano di investimenti che mira a costruire 4.850 km di nuove linee di trasmissione da 400 kV per aiutare il Paese a passare a un'energia più pulita e raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Le nuove linee elettriche consentiranno l'evacuazione di 45 GW di capacità solare, oltre 19 GW di capacità eolica onshore e 18 GW di capacità eolica offshore, nonché la connessione alla rete di una centrale nucleare pianificata in Pomerania e di piccoli reattori nucleari (SMR).

Alla fine del 2022, il carbone dominava ancora il settore energetico della Polonia, rappresentando il 60% della sua capacità installata con 31,6 GW e il 70% della sua produzione di energia con 127 TWh.

Il DOE statunitense concede 750 milioni di dollari per 52 progetti sull'idrogeno verde

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha annunciato lo stanziamento di 750 milioni di dollari per 52 progetti sull'idrogeno verde in 24 stati degli Stati Uniti. La sovvenzione mira a ridurre il costo dell'idrogeno verde e a rafforzare la posizione degli Stati Uniti nel crescente settore dell'idrogeno pulito. Questi progetti, finanziati dalla legge bipartisan sulle infrastrutture, mirano a contribuire al progresso della tecnologia dell'elettrolisi e a migliorare le capacità di produzione e riciclaggio di sistemi e componenti a idrogeno verde. Si prevede che i progetti consentiranno al settore manifatturiero statunitense di produrre 14 GW/anno di celle a combustibile e 10 GW/anno di elettrolizzatori, sufficienti per produrre ulteriori 1,3 Mt/anno di idrogeno verde.

Gli Stati Uniti mirano a diventare un leader globale nel campo dell'idrogeno verde. Il Paese ha pubblicato la versione finale della sua "Strategia nazionale statunitense per l'idrogeno pulito" nel giugno 2023, volta ad accelerare la produzione, la lavorazione, la consegna, lo stoccaggio e l'uso dell'idrogeno pulito. L'obiettivo della strategia è di 10 Mt/anno di idrogeno verde entro il 2030, 20 Mt/anno entro il 2040 e 50 Mt/anno entro il 2050. La strategia nazionale prevede in particolare di consentire la produzione basata sull'elettrolisi a 2 dollari USA/kg nel periodo 2026-2029 e a 1 dollaro USA/kg nel 2030-2035, nonché una capacità di produzione di elettrolizzatori domestici su scala multi-gigawatt nella seconda metà degli anni 2020. Gli Stati Uniti mirano a realizzare una rete senza emissioni di carbonio entro il 2035 e un'economia a zero emissioni nette entro il 2050.

RTE investirà 100 miliardi di euro per modernizzare la rete di trasmissione elettrica francese

L'operatore francese del sistema di trasmissione di energia (TSO) RTE ha messo in consultazione il suo piano decennale di sviluppo della rete, prevedendo un investimento di circa 100 miliardi di euro tra il 2024 e il 2040 per adattare la rete di trasmissione elettrica agli obiettivi di politica energetica fissati dal governo francese. Comprendendo il rinnovamento delle infrastrutture e l'adattamento del sistema elettrico ai nuovi orientamenti francesi (rilancio del nucleare, accelerazione delle rinnovabili con particolare attenzione all'eolico e al solare offshore, reindustrializzazione attraverso lo sviluppo di zone industriali a basse emissioni di carbonio), le prospettive di investimento sono aumentate da 33 miliardi di euro nel 2019 a 100 miliardi di euro nel 2024. Il piano prevede opere importanti come la pianificazione di un programma completo di connessione, il rafforzamento della rete ad altissima tensione (VHV) per elettrificare e accogliere nuove industrie nelle aree industriali-portuali prima del 2030, e un piano di rinnovamento delle infrastrutture (dato che il 20% delle linee aeree hanno più di 70 anni). La consultazione è rivolta in particolare a produttori e territori e sarà aperta fino al 30 aprile 2024.

La State Grid cinese avvia la costruzione di una linea di trasmissione da 800 kV



La cinese State Grid Corporation ha avviato la costruzione di una linea di trasmissione in corrente continua ad altissima tensione (UHVDC) da 800 kV che si estenderà per 1.069 km tra Yan'an, nella provincia dello Shaanxi (Cina centrale) e Hefei, nella provincia dell'Anhui (Cina orientale). La linea di trasmissione da 2,84 miliardi di dollari avrà una capacità di 8 GW.

Il nuovo progetto sarà collegato alla centrale idroelettrica di pompaggio Yuexi da 1,2 GW, situata nella provincia di Anhui e attualmente in costruzione. Si prevede che la centrale elettrica, che comprenderà quattro unità da 300 MW ciascuna, richiederà un investimento di 1,04 miliardi di dollari. Nel gennaio 2024, la State Grid Corporation cinese ha annunciato che avrebbe investito 70 miliardi di dollari nella costruzione della rete elettrica nel 2024 per sviluppare linee ad altissima tensione (UHV), garantire la stabilità dell'alimentazione elettrica e aumentare il consumo di energia rinnovabile in Cina. State Grid Corporation prevede di completare sei linee AC UHV nel 2024 e di avviare diversi nuovi progetti UHV.

Nel 2023 l'UE/SEE ha generato 145 TWh di elettricità aggiuntiva a basse emissioni di carbonio



L'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione tra i regolatori dell'energia (ACER) ha pubblicato i suoi rapporti sul monitoraggio del mercato dell'elettricità e del gas per l'anno 2023. Il rapporto sull'elettricità dell'ACER evidenzia una diminuzione del 3,4% della domanda di energia per il 2023 nell'UE/SEE (Spazio Economico Europeo) (-41 TWh). La produzione aggiuntiva di energia a basse emissioni di carbonio per il 2023 ammonta a 145 TWh (con +54 TWh per l'eolico, +52 TWh per l'idroelettrico, +30 TWh per il solare e +9 TWh per il nucleare), mentre la produzione di energia elettrica da gas e carbone è diminuita rispettivamente di 69 TWh e 118 TWh.

Nell'UE/SEE, la produzione totale è stata pari a 2.480 TWh nel 2023, con la produzione eolica (469 TWh) e idroelettrica (448 TWh) che ha superato quella del gas (361 TWh) e del carbone (317 TWh). Inoltre, 613 TWh sono stati generati dal nucleare, 200 TWh dal solare e 72 TWh dalla biomassa. Per quanto riguarda la capacità installata, il solare (164 GW, +21%) ha superato l'idroelettrico (148 GW, -2%) ma è rimasto dietro all'eolico (205 GW, +8%). La capacità alimentata a gas ha raggiunto i 183 GW (+2%) mentre il carbone si è attestato a 107 GW (-2%) e il nucleare a 102 GW (stabile).

Inoltre, la Francia è passata dall'essere un importatore netto a diventare il più grande esportatore di elettricità nel 2023 (+50 TWh), grazie all'aumento della produzione nucleare e idroelettrica. La Germania è diventata un importatore netto (-12 TWh), in particolare a causa dell'abbandono del nucleare, mentre l'Italia è rimasta il maggiore importatore netto in Europa (-52 TWh). Il prezzo medio del giorno prima UE/SEE per l'elettricità è stato pari a 93 €/MWh, meno della metà del prezzo medio del 2022 (219 €/MWh).

L'ACER ha inoltre pubblicato il suo rapporto di monitoraggio del mercato del gas, che evidenzia una diminuzione dell'8% del consumo di gas nell'UE/SEE nel 2023. L'UE/SEE ha in particolare aggiunto 50 miliardi di metri cubi/anno di capacità di importazione di GNL dalla metà del 2022 e ha potenziato lo stoccaggio del gas (99,9% stock di stoccaggio gas all'inizio dell'inverno 2023-2024 e 59% alla fine dell'inverno 2023-2024). Il prezzo medio del gas TTF day-ahead è stato nel 2023 pari a 41 €/MWh, in significativa diminuzione rispetto al 2022.

Regno Unito: la National Grid annuncia un piano da € 68 miliardi per aggiornare la rete elettrica

L'operatore del sistema elettrico della rete nazionale del Regno Unito (ESO) ha presentato un programma di investimenti da 68 miliardi di euro per potenziare le reti oltre il 2030 per anticipare la crescita prevista della domanda di elettricità e l'aumento dei progetti rinnovabili. Il rapporto dell'ESO "Oltre il 2030" mira a facilitare la connessione di ulteriori 21 GW di energia eolica offshore e di altra produzione a basse emissioni di carbonio entro il 2035. Nel complesso, l'ESO stima che entro il 2035 potrebbero connettersi alla rete altri 86 GW.

Il piano crea il quadro per l'energia necessaria all'industria del futuro, poiché si prevede un aumento della domanda di elettricità del 64% da qui al 2035. Le proposte hanno lo scopo di aiutare il governo del Regno Unito a rispettare il sesto bilancio del carbonio e di consentire la connessione della capacità totale di circa 28 GW per lo sviluppo dell'eolico intorno alla costa scozzese, assegnata dall'accordo di leasing ScotWind di Crown Estate, nel 2022.

Ungheria, Serbia e Slovenia uniscono le loro borse elettriche



Serbia, Slovenia e Ungheria hanno unito le loro borse elettriche. L'Ungheria ha aderito alla borsa elettrica del Danubio alpino-adriatico (ADEX), istituita nel dicembre 2022 dal gestore serbo del sistema di trasmissione di energia Elektromreža Srbije (EMS), la sua controparte slovena ELES ed EPEX SPOT. Inoltre EMS è diventata proprietaria del 25% della borsa elettrica in Slovenia e Ungheria. Si prevede che la piattaforma comune per tutte e tre le borse consentirà uno scambio più efficiente, incoraggerà lo sviluppo del mercato elettrico regionale e fornirà un ambiente di mercato affidabile per nuovi investimenti. ADEX è la prima borsa elettrica regionale per l'Europa centrale e sudorientale, mirata a collegare il mercato del giorno prima serbo con il Single Day-Ahead Coupling (SDAC) paneuropeo. Slovenia, Ungheria e Serbia hanno deciso di istituire una borsa elettrica comune per lo scambio di energia, che sarà aperta nella prima metà del 2024. Il mercato elettrico serbo potrebbe essere accoppiato con il mercato unico europeo dell'elettricità già nel 2026.

Iberdrola ottiene un prestito di 700 milioni di euro per espandere la propria rete di distribuzione elettrica in Spagna

La Banca europea per gli investimenti (BEI) ha approvato un prestito di 700 milioni di euro al gruppo energetico spagnolo Iberdrola per espandere la propria rete di distribuzione elettrica in Spagna. Il progetto di espansione della rete elettrica prevede un investimento totale stimato di 1,44 miliardi di euro, di cui 700 milioni di euro saranno finanziati attraverso il prestito verde della BEI e gli altri 740 milioni di euro saranno forniti da Iberdrola. La prima tranche del prestito ammonta a 500 milioni di euro per finanziare lo sviluppo delle reti intelligenti e la loro espansione, facilitando l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e nuovi usi.

Il prestito fa parte del piano d'azione della BEI per sostenere REPowerEU e sosterrà la sicurezza energetica facilitando l'integrazione delle energie rinnovabili e riducendo la dipendenza dell'UE dalle importazioni di combustibili fossili. Il 65% del totale degli investimenti associati sarà destinato alle regioni il cui reddito pro capite è inferiore alla media dell'UE per rispettare l'impegno della BEI a favore della coesione economica, sociale e territoriale.

Il PGE polacco prevede un calo della produzione di energia elettrica del 14%

L'azienda elettrica polacca Polska Grupa Energetyczna (PGE) ha pubblicato i risultati del 2023, segnalando una perdita netta di 1.170 milioni di euro, rispetto a un utile di 777 milioni di euro nel 2022 e un debito economico netto di 5.130 milioni di €.

La produzione netta totale di elettricità delle unità di generazione di PGE nel 2023 è diminuita del 14% a 56,77 TWh, principalmente da lignite con 29,8 TWh (-25%), carbon fossile con 18,8 TWh (-8%) e gas naturale con 4,2 TWh (+51%).

La produzione totale da fonti rinnovabili del Gruppo PGE ha raggiunto i 2,7 TWh. Inoltre, la produzione delle centrali con sistema di pompaggio è aumentata del 26% arrivando a 1,2 TWh. Il volume di energia elettrica distribuita è stato pari a 38,9 TWh, e l'energia elettrica venduta ai clienti finali è stata pari a 34,7 TWh (+1%). Il volume venduto di calore è stato pari a 49 PJ, in calo del 4% rispetto al 2022.

Cina: l'aumento della capacità di stoccaggio delle batterie potrebbe rallentare

Secondo le stime di un libro bianco della China Energy Storage Alliance (CNESA) l'aumento della capacità di stoccaggio delle batterie in Cina dovrebbe rallentare da 34,5 GW nel 2023 a 30,1 GW nel 2024 (-13%), poiché lo stoccaggio dell'energia raggiunge dei livelli di redditività abbastanza bassi, causato soprattutto dagli elevati costi iniziali.

Con condizioni più favorevoli, si prevede che le nuove aggiunte in Cina aumenteranno di quasi un quinto nel 2024 fino a 41,2 GW, che rimane, tuttavia, al di sotto del tasso di crescita globale previsto, del 35% per l'aggiunta di capacità di stoccaggio delle batterie. La Cina ha bisogno di batterie di stoccaggio come riserva per integrare la crescente capacità intermittente di energie rinnovabili nelle reti elettriche, in un contesto in cui la capacità alimentata a gas è limitata.

Entra in funzione l'interconnessione della rete elettrica Giordania-Iraq



La National Electricity Power Company della Giordania ha annunciato l'inizio delle operazioni di un'interconnessione elettrica da 132 kV tra la Giordania e l'Iraq il 30 marzo 2024. L'interconnessione avvierà una prima fase con una capacità di 40 MW, collegando la stazione di Al-Risha nella Giordania orientale, adiacente al confine iracheno, alla stazione di Al-Rutba nell'Iraq occidentale, attraverso un'interconnessione di 336 km. Si prevede che la capacità raggiungerà i 500 MW nella seconda fase e i 900 MW nella terza fase.

L'Iraq completerà anche un collegamento alla rete elettrica del Kuwait entro la fine del 2024 e prevede di fornire circa 500 MW durante la prima fase.

Amprion investirà circa 28 miliardi di euro entro il 2028 per espandere la propria rete elettrica tedesca

L'operatore tedesco del sistema di trasmissione di energia (TSO) Amprion ha annunciato un aumento del 25% rispetto al suo piano di investimenti quinquennale per espandere la propria rete di trasmissione, aumentando il piano di investimenti quinquennale originale da 22 miliardi di euro a 27,5 miliardi di euro fino al 2028. Dal 2021, la società ha triplicato gli investimenti nell'espansione della rete.

Amprion sta entrando nella fase di implementazione del suo piano di investimenti, con il completamento dei progetti chiave in anticipo. Uno dei progetti è il collegamento in corrente continua A-Nord che, insieme al progetto Ultranet, dovrebbe essere il primo corridoio eolico in Germania a trasportare grandi quantità di energia elettrica rinnovabile dal Mare del Nord all'ovest della Germania e fino a sud come Baden-Württemberg. Amprion è riuscita ad anticipare di un anno la data di costruzione e il progetto dovrebbe entrare in funzione nel 2027.

Amprion è uno dei quattro operatori in Germania, è posseduto al 25,1% da RWE e gestisce 11.000 km di linee ad alta tensione. La Germania punta a coprire il 100% del consumo di elettricità attraverso fonti rinnovabili entro il 2035.



EMISSIONI CO₂

Le emissioni di gas serra del Regno Unito si sono ridotte del 5% nel 2023, scendendo al 53% rispetto al livello del 1990

Secondo le stime provvisorie del governo britannico, le emissioni di gas serra (GHG) nel Regno Unito sono diminuite del 5,4% a 384 MtCO₂eq nel 2023, grazie a un calo del 6,6% delle emissioni di CO₂ a meno di 303 Mt. Di conseguenza, alla fine del 2023, le emissioni totali di gas serra erano inferiori del 53% rispetto al livello del 1990.

Le riduzioni delle emissioni di gas serra sono in gran parte dovute a una minore domanda di gas da parte della rete elettrica (-20% nel 2023, o -78% dal 1990) e alle maggiori importazioni di energia elettrica dalla Francia. Hanno contribuito anche il cambiamento del uso delle centrali elettriche a carbone e il passaggio alla generazione di elettricità a gas e a fonti rinnovabili. Anche la riduzione della domanda di gas da parte degli edifici e degli usi dei prodotti, correlata agli elevati prezzi dell'energia, ha contribuito a ridurre le emissioni di gas serra (-6% nel 2023, o -28% dal 1990). Tali emissioni sono diminuite dell'8% nell'industria (riduzione del consumo di carburante nell'industria siderurgica) e dell'1,4% nei trasporti nazionali, sebbene questo settore rimanga il maggiore emettitore con il 29% delle emissioni domestiche di gas serra nel 2023 (20% edifici, 14% industria, 12% agricoltura, 11% fornitura di elettricità, 8% fornitura di carburante e 5% rifiuti).

Nel suo NDC aggiornato (2022), il Regno Unito mira a ridurre le proprie emissioni di gas serra del 68% entro il 2030 rispetto al livello del 1990, rispetto al 53% del precedente NDC. Nel 2021, il Paese ha fissato per legge un nuovo obiettivo di riduzione del 78% nel 2035.

Il Parlamento Ue approva la legge per ridurre le emissioni di metano del settore energetico

Il Parlamento europeo ha adottato un accordo politico provvisorio con i paesi dell'UE su una nuova legge per ridurre le emissioni di metano dal settore energetico. Il regolamento mira a diminuire le emissioni di metano e copre le emissioni dirette di metano provenienti dai settori del petrolio, del gas fossile e del carbone, e dal biometano una volta immesso nella rete del gas. L'accordo impone agli Stati membri di istituire e rendere pubblico un inventario di tutte le miniere di carbone sotterranee chiuse o abbandonate nel loro territorio o sotto la loro giurisdizione che non sono state utilizzate per più di 70 anni, di misurare le loro emissioni di metano e di comunicare annualmente la fonte - livello di emissioni di metano comunicato alle autorità competenti. La legge ora deve essere adottata anche dal Consiglio, prima di essere pubblicata nella Gazzetta ufficiale dell'UE ed entrare in vigore 20 giorni dopo.

L'UE ha aderito al Global Methane Pledge, che mira a ridurre le emissioni globali di metano di almeno il 30% rispetto ai livelli del 2020 entro il 2030, il che potrebbe eliminare il riscaldamento di oltre 0,2°C entro il 2050.

Il Parlamento Ue approva nuove norme per ridurre le emissioni dei trasporti stradali

Il Parlamento Europeo ha approvato l'Euro 7, una nuova serie di norme per ridurre le emissioni dei veicoli a motore. Le nuove misure stabiliscono limiti più severi sugli inquinanti tra cui ossidi di azoto (NOx) e monossido di carbonio (CO) per autobus e camion, fissano limiti sull'inquinamento da particolato (PM10) proveniente dai freni di auto e furgoni, nonché requisiti minimi di prestazione per durata della batteria nelle auto elettriche e ibride. Auto e furgoni dovranno adeguarsi alle nuove norme a partire da luglio 2030, mentre autobus e camion 12 mesi dopo. Le misure necessitano ancora dell'approvazione formale da parte del Consiglio dell'UE prima di poter entrare in vigore.

Nel novembre 2022 la Commissione ha proposto standard più rigorosi sulle emissioni di inquinanti atmosferici per i veicoli con motore a combustione, indipendentemente dal carburante utilizzato. Gli attuali limiti di emissione si applicano ad auto e furgoni (Euro 6) e ad autobus, camion e altri veicoli pesanti (Euro VI). Con l'adozione di queste misure, il Parlamento cerca di promuovere l'acquisto di veicoli elettrici che rispettino buoni standard di durata della batteria, di promuovere la diffusione delle infrastrutture digitali ed elettriche e di ridurre la dipendenza energetica dell'UE da attori stranieri.

Il Regno Unito apre la consultazione su un meccanismo di aggiustamento del carbonio a partire dal 2027

Il governo del Regno Unito ha aperto una consultazione per ricevere proposte sulla progettazione e l'amministrazione di un CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) da introdurre nel gennaio 2027. Il meccanismo verrebbe applicato a determinati beni ad alta intensità di carbonio importati dai seguenti settori: alluminio, cemento, ceramica, fertilizzanti, vetro, idrogeno, ferro e acciaio. Dopo la consultazione (che sarà aperta fino al 13 giugno 2024), il governo del Regno Unito pubblicherà una risposta formale e preparerà una legislazione primaria su cui le parti interessate potranno commentare. Nel 2023 il Regno Unito aveva aperto una consultazione intitolata "*Affrontare il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio per sostenere la decarbonizzazione*", ritenendo necessario mettere in atto ulteriori azioni per realizzare l'obiettivo del governo di decarbonizzare tutti i settori e raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050.

Nell'ottobre 2023, l'Unione Europea ha lanciato la prima fase del proprio CBAM, che prevede di imporre delle tariffe sulle emissioni di CO₂ nel settore del cemento, ferro, acciaio, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno importati a partire dal 2026. Il CBAM del Regno Unito prevede di allinearsi con le tempistiche dell'UE per prevenire potenziali discrepanze nei prezzi del carbonio ed evitare inutili barriere commerciali e fiscali per le esportazioni di beni del Regno Unito.

Le emissioni nell'ambito dell'ETS dell'UE nel 2023 sono diminuite di quasi il 16%



Secondo la Commissione Europea, le emissioni nell'ambito dell'Emission Trading System (ETS) dell'UE sono diminuite del 15,5% nel 2023, spinte dai significativi progressi del settore energetico nella decarbonizzazione, con le emissioni derivanti dalla produzione di energia elettrica in diminuzione del 24%. Questa diminuzione è dovuta a un aumento della produzione di energia elettrica rinnovabile, principalmente da fonte eolica e solare, a scapito sia del carbone che del gas, e, in misura minore, a una ripresa dell'energia idroelettrica e nucleare causata da condizioni climatiche più favorevoli.

Parallelamente, le emissioni dei settori ad alta intensità energetica sono diminuite del 7% come risultato della riduzione della produzione e l'incremento dell'efficienza visibili principalmente nel cemento, nel ferro e nell'acciaio, mentre le emissioni del trasporto aereo sono aumentate del 10%, in un contesto di ripresa dal crollo subito durante la pandemia del COVID19.

Di conseguenza, le emissioni ETS sono ora inferiori di circa il 47% rispetto ai livelli del 2005. L'UE mira a ridurre le proprie emissioni nell'ambito dell'ETS del 62% nel 2030 rispetto ai livelli del 2005.



POLICY

Il Parlamento Europeo approva la riforma dei mercati Ue dell'elettricità e del gas

Il Parlamento europeo ha adottato la riforma del mercato elettrico dell'UE, volta a rendere il mercato elettrico dell'UE più stabile, sostenibile e conveniente. La riforma cercherà di proteggere i consumatori dalla volatilità dei prezzi dell'elettricità, garantendo loro l'accesso alle informazioni sui contratti a prezzo fisso o sui contratti a prezzo dinamico che possono firmare e vietando ai fornitori di modificare unilateralmente i termini di un contratto e di tagliare la fornitura di energia elettrica ai soggetti vulnerabili anche durante le controversie con i clienti. L'uso dei CfD sarà consentito in tutti gli investimenti nella nuova produzione di energia elettrica, sia da fonti rinnovabili che nucleari. Infine, l'Unione Europea potrebbe dichiarare una crisi dei prezzi dell'elettricità a livello regionale o comunitario, consentendo ai paesi dell'UE di adottare misure temporanee per fissare i prezzi dell'elettricità per i consumato-

Le emissioni di gas serra in Francia sono diminuite del 4,8% nel 2023

In Francia, nel 2023, le emissioni sono diminuite del 4,8% per raggiungere 384,5 MtCO₂eq, in conformità con il bilancio di CO₂ fissato dalla legge per la strategia nazionale sul carbonio - Stratégie Nationale Bas-Carbone SNBC (422 MtCO₂eq nel periodo 2019-2023). Secondo le stime preliminari diffuse dal CITEPA, l'organismo incaricato di redigere l'inventario francese delle emissioni di gas serra, questo calo è più importante rispetto a quello del 2022, quando è stata osservata una diminuzione del 2,7%. Il livello nel 2023 è inferiore a quello del 2020 (392 MtCO₂eq) quando la pandemia di Covid ha contribuito a una forte riduzione delle emissioni (-9,6%)

Le emissioni di gas serra del settore energetico sono diminuite del 14% nel 2023 (-6,3 MtCO₂eq), in particolare a causa di un aumento della produzione di energia nucleare, idroelettrica, eolica e solare durante l'anno.

Le emissioni del settore residenziale-terziario sono diminuite del 6% (-3,9 MtCO₂eq), in particolare a causa delle politiche di "sufficienza", degli elevati prezzi dell'energia, delle installazioni costanti di pompe di calore e del clima più caldo, raggiungendo il minimo storico dal 1990. Le emissioni di gas serra provenienti dall'industria sono diminuite del 8% a causa del calo della produzione industriale, soprattutto nei settori ad alta intensità di CO₂ come cemento (-7%), prodotti chimici (-9%) e ferro e acciaio (-6%), con un consumo di gas nell'industria in calo del 19% durante l'anno. Le emissioni derivanti dal trasporto su strada sono diminuite del 3% nel 2023 a causa degli elevati prezzi del carburante, dei cambiamenti della flotta (meno vendite di veicoli diesel e maggiori vendite di veicoli elettrici) e dei cambiamenti comportamentali; hanno continuato ad aumentare le emissioni derivanti dal trasporto aereo (+21% per i voli nazionali e +27% per quelli internazionali).

ri industriali e le PMI ad alto consumo energetico.

Inoltre, il Parlamento ha approvato le riforme per un mercato del gas dell'UE più sostenibile e resiliente, volte a decarbonizzare il settore energetico dell'UE migliorando la produzione e l'integrazione di gas rinnovabili e idrogeno e a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Le riforme rafforzeranno i meccanismi per prezzi equi e fornitura energetica stabile e consentiranno agli Stati membri di limitare le importazioni di gas dalla Russia e dalla Bielorussia. Introdurranno inoltre un sistema di acquisto congiunto del gas per prevenire la concorrenza tra gli Stati membri e un progetto pilota per rafforzare il mercato dell'idrogeno nell'UE per cinque anni. Infine, il regolamento cercherà di incentivare gli investimenti nelle infrastrutture per l'idrogeno, soprattutto nelle regioni carbonifere.

Il piano tedesco da 2,2 miliardi di euro per decarbonizzare il settore industriale ottiene l'approvazione dell'UE

La Commissione europea ha dato il via libera a un piano tedesco da 2,2 miliardi di euro per sostenere gli investimenti nella decarbonizzazione dei processi di produzione industriale per favorire la transizione verso un'economia a zero emissioni, in linea con il piano industriale del Green Deal. Il regime aiuterebbe gli investimenti nell'elettrificazione dei processi industriali, nonché gli investimenti che consentono la sostituzione dei combustibili fossili con idrogeno rinnovabile o combustibili rinnovabili derivati dall'idrogeno, sotto forma di sovvenzioni dirette. La misura sarà aperta alle aziende che fanno affidamento sull'uso di combustibili fossili come fonte di energia o materia prima per i loro processi produttivi nel settore industriale in Germania. I progetti ammissibili devono portare a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) derivanti dai processi produttivi di almeno il 40% rispetto a oggi. Gli aiuti non supereranno i 200 milioni di euro per beneficiario e saranno concessi entro il 31 dicembre 2025.

Il Parlamento francese dà il via libera a un disegno di legge sul Gruppo EDF



Il Parlamento francese ha approvato in via definitiva un disegno di legge sul gruppo energetico nazionale EDF, che combina misure per impedirne lo smantellamento ed estende le tariffe elettriche regolamentate alle piccole imprese e ai comuni. Il disegno di legge estende le tariffe elettriche regolamentate alle piccole imprese, agli artigiani e agli agricoltori fino al 1° febbraio 2025, a beneficio di circa 10.000 comuni e di un milione di piccole imprese aggiuntive. Il disegno di legge rafforza inoltre la proprietà statale del 100% del capitale di EDF e delinea gli obiettivi di EDF, tra cui la decarbonizzazione della produzione di elettricità e il controllo dei prezzi. Un contratto decennale con lo Stato determinerà la traiettoria finanziaria e gli obiettivi operativi di EDF, soggetti a revisione periodica.

In Francia, il mercato elettrico è completamente aperto a tutti i consumatori dal 2007. Nel dicembre 2022, 16,3 milioni di clienti acquistavano elettricità a prezzo di mercato (quota di mercato del 41%), tra cui 12,6 milioni di famiglie. L'energia elettrica venduta a prezzo di mercato ha rappresentato il 74% dei consumi totali (30% nel 2014); il 43% del consumo totale viene approvvigionato da fornitori alternativi.

La Commissione UE seleziona 166 progetti energetici transfrontalieri chiave come PIC e PMI

La Commissione Europea ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il primo elenco dei Progetti di Interesse Comune (PIC) e dei Progetti di Mutuo Interesse (PMI).

L'elenco sostituisce il quinto elenco PIC e conta un totale di 166 progetti energetici transfrontalieri chiave, di cui 85 riguardano reti elettriche, offshore e reti elettriche intelligenti, molti dei quali dovrebbero essere commissionati tra il 2027 e il 2030. Inoltre, 65 progetti di idrogeno ed elettrolizzatori nell'elenco sono inclusi progetti per contribuire a decarbonizzare l'industria dell'UE e sono presenti anche 14 progetti di rete CO2 in linea con gli obiettivi dell'UE di creare un mercato per la cattura e lo stoccaggio del carbonio. I progetti selezionati beneficeranno di una concessione semplificata delle autorizzazioni e di un supporto normativo e potranno anche beneficiare dei finanziamenti dell'UE da parte del meccanismo per collegare l'Europa (CEF).

L'elenco è supportato dal regolamento TEN-E rivisto, in vigore da giugno 2022 e dalla politica dell'UE in materia di reti energetiche transeuropee. L'UE mira a installare 111 GW di energia rinnovabile offshore entro il 2030 e più di 300 GW entro il 2050, nonché una rapida elettrificazione secondo il regolamento TEN-E rivisto.

Il Parlamento Ue adotta una legge per ridurre il consumo energetico degli edifici

Il Parlamento europeo ha approvato una legge che impone agli Stati membri di promuovere la ristrutturazione degli edifici per renderli più efficienti dal punto di vista energetico e ridurre le emissioni di CO2 dell'UE per rendere il settore edilizio neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050.

La proposta di revisione della Direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia stabilisce che tutti i nuovi edifici dovranno essere a emissioni zero a partire dal 2030, mentre i nuovi edifici occupati o posseduti da autorità pubbliche dovranno essere a emissioni zero a partire dal 2028. Gli edifici residenziali dovranno ridurre il loro consumo primario energia utilizzata di almeno il 16% entro il 2030 e di almeno il 20-22% entro il 2035. Gli Stati membri dovranno ristrutturare entro il 2030 il 16% degli edifici non residenziali con le peggiori prestazioni e, entro il 2033, il 26% con le peggiori prestazioni entro un minimo requisiti di prestazione energetica.

Gli impianti solari dovrebbero essere installati progressivamente anche negli edifici pubblici e non residenziali (se tecnicamente ed economicamente idonei) a seconda delle loro dimensioni, e in tutti i nuovi edifici residenziali entro il 2030. Misure per decarbonizzare i sistemi di riscaldamento, con l'obiettivo di eliminare gradualmente i combustibili fossili per il riscaldamento e il raffreddamento entro il 2040 dovranno essere delineati dagli Stati membri, e il sovvenzionamento delle caldaie autonome a combustibili fossili sarà vietato a partire dal 2025, con incentivi finanziari ancora disponibili per i sistemi di riscaldamento ibridi che utilizzano una quota considerevole di energia rinnovabile.

La CE approva il piano francese di aiuti di Stato per la produzione di energia verde e carburanti

La Commissione europea ha approvato un piano francese da 900 milioni di euro per sostenere le aziende che investono nell'uso della biomassa e dell'idrogeno rinnovabile nella produzione di energia e del carburante. Il regime mira a sostenere la produzione di:

- calore e combustibili da biomassa, come gas sintetico e biochar, da utilizzare nei processi industriali
- combustibili liquidi da biomassa e idrogeno rinnovabile, da utilizzare nei processi industriali e nei trasporti.

Gli aiuti assumeranno la forma di sovvenzioni dirette, che copriranno parte dei costi di investimento e saranno aperti a nuovi impianti e progetti notevolmente accelerati o ampliati. I progetti dovranno essere completati e resi operativi entro 36 mesi dalla concessione dell'aiuto. Il regime 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'EIA statunitense prevede livelli record di consumo energetico nel periodo 2024-2025



La US Energy Information Administration (EIA) ha pubblicato il suo ultimo Short-Term Energy Outlook (STEO) in cui prevede che il consumo energetico degli Stati Uniti aumenterà del 2,5% nel 2024 e dello 0,7% nel 2025. I livelli previsti sono paragonabili a quelli osservati nel 2023, quando la domanda di energia ha raggiunto i 4.000 TWh e l'ultimo livello record di consumo energetico elevato è stato di 4.003 TWh nel 2018.

L'EIA prevede inoltre che le vendite di energia nel 2024 aumenteranno del 3,8% per i consumatori residenziali, dell'1,5% per i clienti commerciali e dell'1,7% per i clienti industriali.

Si prevede che la quota del gas naturale nella produzione di energia nel 2024 rimarrà al livello del 2023 (42%), con un leggero calo al 41% nel 2025. Si prevede che la quota del carbone scenderà dal 17% nel 2023 al 15% nel 2024 e al 14% nel 2025 con l'aumento della produzione di energia rinnovabile dal 21% nel 2023 al 24% nel 2024 e al 25% nel 2025. La quota di produzione solare dovrebbe aumentare dal 4% nel 2023 a quasi il 6% nel 2024 e il 7% nel 2025, mentre quella eolica dovrebbe restare stabile all'11% (+9% di aumento della produzione eolica tra il 2023 e il 2025).

Repubblica Ceca: ČEZ presenta i risultati del 2023 e rileva la maggioranza di GasNet

L'azienda elettrica ceca ČEZ Group ha pubblicato i risultati del 2023, in cui il ricavo operativo totale della società ha raggiunto 13,5 miliardi di euro, con un aumento del 18% su base annua. Tuttavia, l'EBITDA è diminuito del 5% per raggiungere 4,9 miliardi di euro a causa dei ricavi non ricorrenti del commercio di materie prime e della tassa di recente introduzione sui ricavi in eccesso derivanti dalla generazione.

L'utile netto è sceso del 64% a 1,2 miliardi di euro, a causa della svalutazione della compagnia Severočeské doly (per il peggioramento delle condizioni di mercato del carbone) e agli impianti eolici in Germania, ma resta comunque il secondo risultato netto più alto della società degli ultimi dieci anni.

Alla fine del 2023, ČEZ gestiva 11,9 GW di capacità (+1%), di cui 11,1 GW in Repubblica ceca. Il gruppo ha generato 51,5 TWh di energia nel 2023, in diminuzione del 5% rispetto al 2022, di cui 30 TWh dal nucleare (-2%), 15 TWh da carbone e lignite (-12%), 2,4 TWh dall'energia idroelettrica (+12%) e 2 TWh dal gas (-18%). La maggior parte della produzione è avvenuta in Repubblica Ceca (quasi 50 TWh, il 5% in meno rispetto al 2022, ovvero il 96% della produzione di energia del 2023), con la Polonia che rappresenta il 3% (1,6 TWh). ČEZ ha distribuito 33,6 TWh in Repubblica ceca, in calo del 4% rispetto al 2022, e ha venduto 24 TWh (+7%), di cui quasi 22 TWh in Repubblica ceca (+4%). Il gruppo ha inoltre venduto 11,2 TWh di gas (+38%) e 6,5 TWh di calore (-4%).

Inoltre, ČEZ ha annunciato l'acquisizione di una partecipazione del 55,21% in GasNet, il principale operatore di infrastrutture di distribuzione del gas, per 846,5 milioni di euro da Macquarie Asset Management.

GasNet gestisce una rete di gasdotti lunga 65.000 km e detiene una quota di mercato dell'80% nella distribuzione del gas naturale in Repubblica Ceca, distribuendo circa 66 TWh/anno di gas. L'accordo, soggetto all'approvazione della Commissione Europea e del Ministero ceco dell'Industria e del Commercio, dovrebbe concludersi nel terzo trimestre del 2024.

L'Egitto aumenta i prezzi del diesel del 21% e quelli della benzina dall'8 al 10%

Il Comitato egiziano per i prezzi del petrolio, del Ministero del petrolio egiziano, ha deciso di aumentare i prezzi del diesel e della benzina. I prezzi del diesel sono stati aumentati del 21%, da US\$ 17 c/l a US\$ 21 c/l, mentre i prezzi della benzina sono aumentati di US\$ 2.1 c/l per tutti i livelli di ottano. Il prezzo della miscela ottano 80 è aumentato del 10% a US\$ 23 c/l, mentre i prezzi degli ottani 92 e 95 sono saliti a +9% a US\$ 26 c/l e rispettivamente +8% a US\$ 28 c/l.

Per spiegare questo aumento dei prezzi, il ministero ha citato l'aumento dei prezzi globali del petrolio e la recente liberalizzazione del tasso di cambio della sterlina egiziana, che ha deprezzato la valuta.



La produzione di energia del Gruppo Enel ha registrato una diminuzione del 9% nel 2023

Il gruppo Enel ha pubblicato i suoi risultati operativi per il 2023, registrando una diminuzione del 9% nella produzione totale consolidata di energia elettrica. Nel 2023, la produzione di energia rinnovabile di Enel è cresciuta di quasi il 13% arrivando a 127 TWh: il gruppo ha prodotto 61 TWh da fonte idroelettrica (+18%), 45 TWh da fonte eolica (+4,8%), 15 TWh da solare (+29%) e 6 TWh da geotermia (-2%). Per quanto riguarda la generazione convenzionale (80 TWh, -30%), Enel ha prodotto 37 TWh da CCGT (-33%), 25 TWh da nucleare (-6,2%), 11 TWh da carbone (-46%) e 8 TWh da petrolio e benzina (-45%).

La società ha prodotto 43 TWh in Italia (-12%, a causa del calo del 46% della produzione a carbone e del 14% della produzione CCGT), 60 TWh in Spagna e Portogallo (-6,9%), 75 TWh in America Latina (-1,1%) e 2,2 TWh nel resto d'Europa (-83%, per la dismissione di asset in Russia, Romania e Grecia).

Enel ha registrato una diminuzione di quasi il 4% della capacità installata totale consolidata, raggiungendo 81,4 GW alla fine del 2023. Di questi, 55,5 GW erano rinnovabili (+3,7%) e 26 GW convenzionali (-17%). Enel ha aggiunto quasi 2,9 GW di nuova capacità solare e 1,15 GW di capacità eolica nel 2023, mentre ha ritirato circa 2 GW di carbone, 1,9 GW di CCGT e 1,3 GW di petrolio e gas. La società disponeva di 26 GW in Italia (-1%), 21 GW in Spagna e Portogallo (-3,6%), 23 GW in America Latina (-5,9%) e solo 4 MW nel resto d'Europa.

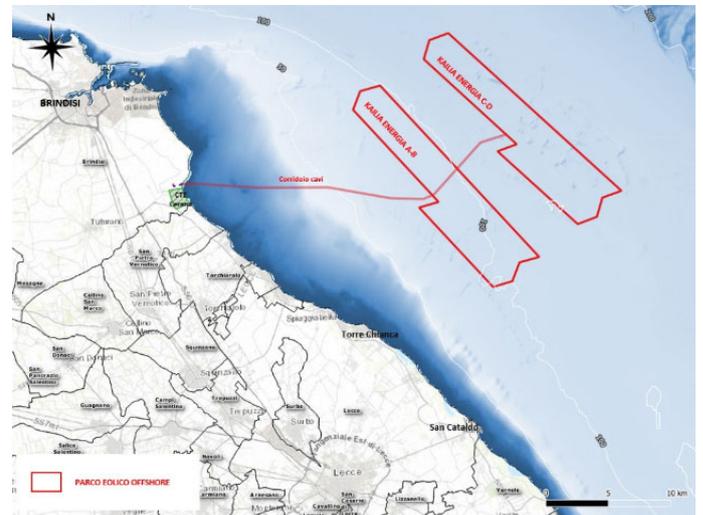
Inoltre, Enel ha distribuito 489 TWh di energia elettrica nel 2023 (-4%), di cui 214 TWh in Italia (-2,9%), a oltre 70 milioni di utenti finali (di cui 31,8 milioni in Italia). Nel frattempo, il gruppo ha venduto 300,9 TWh di energia nel 2023 (-6% rispetto al 2022). Il numero di clienti del gruppo sul mercato liberalizzato è diminuito del 3% a 18,6 milioni, mentre il numero dei clienti sul mercato regolamentato è sceso del 2% a 36,4 milioni.

Baker Hughes si aggiudica la gara Snam per la nuova centrale di compressione del gas a Sulmona

Baker Hughes, azienda di tecnologia a servizio dell'energia e dell'industria, realizzerà per Snam tre treni di compressione azionati da turbine a gas NovaLT™12, che offrono la possibilità di funzionare con gas naturale al 100% o miscele di idrogeno fino al 10%, per una nuova centrale di compressione del gas a Sulmona.

La centrale è parte integrante della Linea Adriatica, un progetto di trasporto gas via tubo di Snam, la cui prima fase è rientrata nella revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resi-

BlueFloat e Renantis presentano la VIA per un progetto eolico galleggiante da 1.170 MW al largo dell'Italia



Le società di energia rinnovabile BlueFloat Energy e Renantis hanno presentato una procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA) per il loro progetto eolico offshore galleggiante Kailia Energia da 1.170 MW, situato al largo delle coste della Puglia. La VIA è stata presentata al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e al Ministero dei Beni Culturali. Una volta completato, il progetto eolico Kailia Energia comprenderà 78 turbine eoliche, che dovrebbero generare energia elettrica sufficiente a rifornire circa 1 milione di famiglie italiane ed evitare l'emissione di 2 MtCO₂/anno.

Il costo del progetto è stimato a 4 miliardi di euro.

Kailia Energia è il secondo progetto eolico offshore galleggiante che la partnership tra Renantis e BlueFloat Energy prevede di realizzare al largo delle coste pugliesi. Nel gennaio 2024, i partner hanno presentato un'altra VIA per lo sviluppo del progetto eolico offshore galleggiante di Odra Energia da 1,3 GW. BlueFloat Energy sta inoltre sviluppando il progetto eolico offshore galleggiante Tibula Energia da 975 MW al largo della costa nord-orientale della Sardegna.

Alla fine del 2022, l'eolico rappresentava quasi il 10% della capacità installata dell'Italia con 12 GW e il 7% della sua produzione di energia con quasi 21 TWh.

lienza (PNRR) in linea con il REPowerEU, per questo riconosciuta idonea a ricevere finanziamenti.

La Linea Adriatica prevede la costruzione di un gasdotto "hydrogen-ready" lungo 425 km per consentire il trasporto di ulteriori forniture energetiche dall'Azerbaijan, dall'Africa e dalla regione Mediterranea Orientale fino al Nord Europa. Il nuovo impianto a Sulmona si inserisce in questo contesto come parte del consolidamento strategico dell'infrastruttura del gas in Italia, al fine di aumentarne la resilienza e supportare la sicurezza energetica.

Terna investe 16,5 miliardi di euro per rafforzare la rete elettrica italiana entro il 2028

Terna ha pubblicato il suo Piano industriale 2024-2028, prevedendo un Capex totale di 16,5 miliardi di euro nei prossimi cinque anni per rafforzare ed espandere la rete di trasmissione e sviluppare la capacità di interconnessione transfrontaliera. L'investimento rappresenta un aumento del 65% rispetto al piano precedente e si prevede che nel 2024 verranno investiti circa 2,6 miliardi di euro.

Terna prevede di spostarsi verso una rete più decentralizzata, preparandola a gestire volumi crescenti di energia rinnovabile. I progetti più importanti sono il Tyrrhenian Link (un cavo sottomarino che collegherà la Sicilia con la Campania e la Sardegna), l'Adriatic Link (un collegamento tra le regioni Abruzzo e Marche che ha ricevuto l'approvazione dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica nel febbraio 2024), l'interconnessione Sa.Co.I.3, l'elettrodotto a 380 kV Chiaramonte-Gulfi-Ciminna in Sicilia e l'interconnessione Elmed tra l'Italia e la Tunisia.

Nel marzo 2023 Terna aveva annunciato un investimento di 11 miliardi di euro nella propria rete, volto a raddoppiare la capacità di scambio dagli attuali 16 GW a oltre 30 GW.

La rete comprenderebbe cinque dorsali che attraversano gran parte delle regioni italiane: il progetto HVDC Milano-Montalto (2,7 miliardi di euro) tra Lazio e Lombardia, il progetto Collegamento Centrale (300 milioni di euro) tra Umbria e Toscana, il progetto Sardo da 1,4 miliardi di euro (1 GW), la dorsale ionico-tirrenica da 4,1 miliardi di euro tra Sicilia e Lazio e la dorsale adriatica da 2,4 miliardi di euro tra Puglia ed Emilia Romagna attraverso le regioni Abruzzo e Marche.

Eni: utile a 1,58 miliardi

Lo scenario del primo trimestre 2024 è stato caratterizzato dalla flessione dei prezzi del gas naturale (circa -50% rispetto al primo trimestre 2023) che ha condizionato i risultati della catena Eni del valore del gas, mentre il prezzo del greggio di riferimento Brent ha registrato una sostanziale stabilità nel trimestre in media a 83 \$/bbl. I margini di raffinazione hanno evidenziato una ripresa rispetto al quarto trimestre 2023, tuttavia sono diminuiti rispetto al primo trimestre 2023. In tale scenario, Eni ha conseguito ottimi risultati con un ebit proforma adjusted di 4,12 miliardi, un utile netto di 1,58 miliardi e un flusso di cassa a costi di rimpiazzo adjusted di euro 3,9 miliardi, indice di una robusta gestione industriale che poggia sulle capacità esecutive, la crescita, il valore degli attivi e la disciplina finanziaria.

Nel primo trimestre 2024, E&P ha conseguito 3,32 miliardi di ebit proforma adjusted grazie alla crescita della produzione (1,74 mln boe/g, +5% rispetto al primo trimestre 2023), trainata dall'entrata a regime di nuovi giacimenti e dall'acquisizione di Neptune Energy. Tale crescita e la costante attenzione all'efficienza, hanno consentito di conseguire risultati resilienti, nonostante l'indebolimento dei prezzi di realizzo del gas naturale.

EP Produzione e Ansaldo Energia: avviata la nuova unità a ciclo combinato da 800 MW presso Tavazzano e Montanaso



EP Produzione, la filiale italiana del gruppo ceco EPH, ha collegato alla rete la centrale CCGT di Tavazzano e Montanaso da 800 MW, situata in provincia di Lodi.

La costruzione della centrale, che dovrebbe fornire energia a circa 1,5 milioni di famiglie, è iniziata nel 2021.

La nuova unità CCGT è dotata di una turbina a gas GT36 fornita da Ansaldo Energia. La turbina GT36, il prodotto più performante di Ansaldo Energia, è una macchina fortemente innovativa con caratteristiche di flessibilità uniche in termini di risposta alle esigenze di carico della rete, che assicura altissime prestazioni e minime emissioni in atmosfera: grazie alle sue caratteristiche, inoltre, è già predisposta alla combustione di idrogeno, in miscela fino al 70%.

EPH gestisce anche l'adiacente centrale elettrica a gas di Tavazzano e Montanaso, che comprende due unità CCGT messe in servizio nel 2005 e per un totale di 1.140 MW.

Nel 2022 il gas rappresentava il 40% della capacità installata in Italia con 48 GW e il 50% della produzione elettrica con oltre 141 TWh. Nel 2022 il 40% del consumo totale di gas in Italia è stato utilizzato per le centrali elettriche, superando l'utilizzo per il settore residenziale, dei servizi e dell'agricoltura (34%) e per il settore industriale (14%).

Certificati bianchi, pubblicati i dati dei primi tre mesi

Sono online i dati relativi ai procedimenti amministrativi conclusi e ai relativi Titoli di Efficienza Energetica (TEE) riconosciuti dal GSE dal 1° gennaio al 31 marzo 2024.

Nello specifico, sono stati avviati 466 procedimenti amministrativi di cui: 51 Richieste di Verifica e Certificazione dei Risparmi (RVC), 51 Progetti a Consuntivo e Standardizzati (PC e PS), 140 Comunicazioni Preliminari (CP), 4 Richieste di Valutazione Preliminare (RVP) e 220 Richieste a Consuntivo e Standardizzate (RC e RS). Nei primi tre mesi del 2024, il GSE ha concluso positivamente 349 procedimenti amministrativi, di cui 33 Progetti a Consuntivo e standardizzati (PC e PS) 136 Comunicazioni Preliminari, 8 Richieste di Valutazione Preliminare (RVP) e 172 Richieste di Verifica e Certificazione dei Risparmi (RC, RS e RVC) per le quali ha riconosciuto complessivamente 223.146 TEE.

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