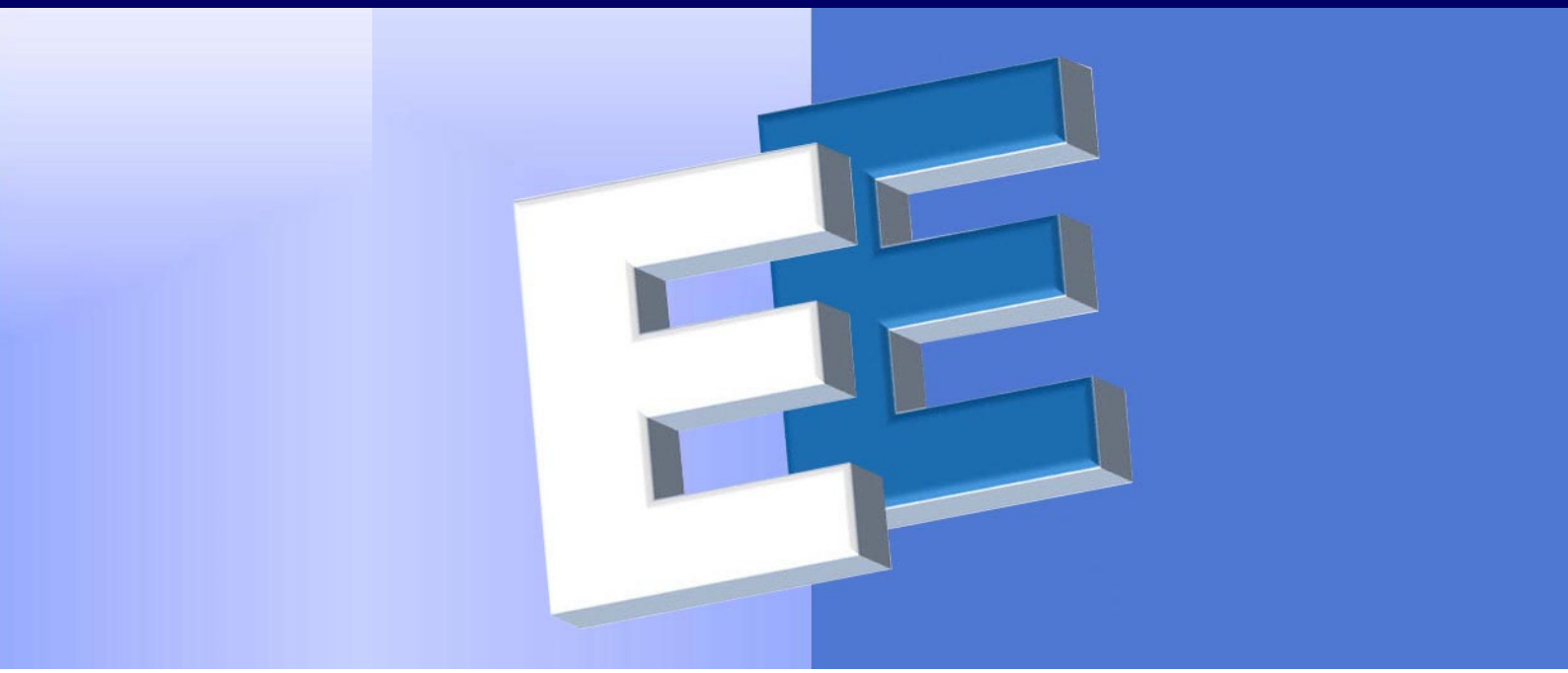
ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA
AIEE

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 04/2022



Giugno-Luglio 2022

AIEE - Viale Parioli 10 - Roma - tel. 06 3227367 fax 06 8070751 assaiee@aiee.it www.aiee.it

Energia ed Economia

Editoriale (pag. 1)

Dove va l'Europa dell'Energia?
di Carlo Di Primio

Dialogo sull'energia (pag. 3)

Intervista con **Lapo Pistelli**, Director Public Affairs Eni

Approfondimenti (pag. 5)

La crisi energetica: opportunità o minaccia per la transizione energetica dell'UE?
un'analisi di Enerdata "Energy crisis: opportunity or threat for EU's energy transition?"

Si indeboliscono le quotazioni oil ma il costo dell'energia in Europa sale ancora
di Vittorio D'Ermo

Osservatorio energia AIEE (pag. 12)

- L'accordo sul gas del Mediterraneo orientale riaccende l'interesse delle compagnie petrolifere internazionali
- La Russia continua i suoi sforzi per diversificare le esportazioni di petrolio greggio verso i mercati non europei

Eventi (pag. 15)

Misure d'emergenza per la crisi energetica ?
Convegno Roma, 24 giugno 2022

Norme e delibere (pag. 17)

Notizie dal mondo (pag. 20)

Notizie dall'Italia (pag. 38)

Dove va l'Europa dell'Energia?

di Carlo Di Primio

Le conseguenze sempre più fosche che si vanno consolidando sul mercato del gas sia in termini di prezzi sia in ordine alla continuità dei rifornimenti dalla Russia, stanno ponendo all'Unione Europea la necessità di passare, dopo mesi di discussioni, dalle parole alle decisioni.

Va detto però che in generale in materia di energia, se si è trattato di fissare obiettivi a medio e soprattutto lungo termine, un accordo finora è stato sempre raggiunto, sia pure dopo faticose mediazioni e qualche malcontento da parte degli stati membri che si sono sentiti più penalizzati, guardando invece alle scelte di breve termine o di effetto immediato per fronteggiare situazioni di emergenza, l'Europa non ha dato grande prova di compattezza e decisionismo.

Non mi riferisco ovviamente alla decisione, tutta politica, di inserire il petrolio ed il carbone (non il gas) nel pacchetto di sanzioni da applicare alla Russia, come reazione alla invasione dell'Ucraina, ma piuttosto alla mancata decisione di fissare ad esempio un cap EU al prezzo del gas o di promuovere una politica di acquisti comuni.

Sulla fissazione di un cap, tranne l'autorizzazione accordata a Spagna e Portogallo tenuto conto dell'isolamento del mercato iberico rispetto al resto d 'Europa, s'è finora continuato a rinviare l'argomento in nome di un rispetto dei principi del libero mercato e della preoccupazione che possa esserci un orientamento delle forniture verso altri mercati.

Quanto alla sostituzione del gas russo con altre provenienze e più in generale con altre fonti di energia, si è lasciato ai singoli paesi il compito di effettuare le scelte ritenute più appropriate. Per cui si è andato dalle iniziative come quelle dell'Italia che ha rafforzato e diversificato le sue fonti e modalità di approvvigionamento del gas, a casi come quello della Francia, meno dipendente dal gas ma fortemente impegnata nel piano di ammodernamento del suo parco di centrali nucleari, ai cui fini si è addirittura deciso di rinazionalizzare EdF.

Questa difficoltà dell'Europa a mettere insieme un programma per fronteggiare in maniera coesa e determinante le sfide imposte dalla tempesta perfetta scatenata dai fattori strutturali e congiunturali della ripresa post-covid e della guerra russo-ucraina, indica secondo alcuni che l'Energia sta diventando per l'Europa un fattore disgregante della sua unità.

In altri termini quello che doveva essere un punto di forza e di leadership dell'Europa e che dopo l'*Accordo di Parigi* del 2016 sui cambiamenti climatici aveva orgogliosamente portato l'Europa ad approvare il suo ambizioso *Clean Energy Package* e lanciare la P*olitica Energetica Comune*, sta incontrando difficoltà a ritrovarsi nella capacità di affrontare e risolvere le problematiche dell'emergenza.

Se infatti si è andati avanti nel fissare obiettivi sempre più sfidanti nel lungo termine (Fit for 55, Repower EU, auto elettrica) non è ancora chiaro come si intende risolvere l'eventuale sempre più probabile rischio di una totale sospensione delle forniture russe di gas.

Circolano in questi giorni indiscrezioni sul piano che la Commissione intende portare all'approvazione del Consiglio straordinario dei Ministri dell'Europa e che dovrebbe avere come principali punti qualificanti, nel caso di interruzione totale delle forniture russe:

- la riduzione obbligatoria complessiva del 15% del consumo di gas dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023;

- la creazione di un meccanismo di solidarietà che scatterebbe in caso di attivazione di una procedura di emergenza, richiesta da almeno due stati membri, che ripartirebbe il gas risparmiato con la riduzione del 15%.

- un piano per attuare la riduzione, con l'indicazione delle categorie protette e di quelle da incentivare a ridurre, soprattutto tra gli energivori.

Sempre dalle indiscrezioni, sembra che sia sulle modalità di calcolo del 15% da ridurre, sia delle categorie coinvolte, possano esserci ancora un lavoro di mediazione da fare tra le posizioni dei diversi stati membri. E certamente l'assenza di un governo italiano con pienezza di poteri, dopo le dimissioni di Draghi, non agevolerà il lavoro.

Peraltro, un fattore veramente innovativo e significativo che verrebbe introdotto per il raggiungimento della decisione, sarebbe l'abbandono del principio dell'unanimità con il passaggio all'approvazione a maggioranza qualificata, che verrebbe raggiunta con il voto favorevole di almeno 15 paesi su 27 e che rappresentino non meno del 65% della popolazione totale dell'UE. Decisione che potrebbe essere bloccata dall'opposizione di almeno 4 Paesi che rappresentino il 35% della popolazione UE.

Con un Europa che, stando agli orientamenti politici generali innescati dall'invasione russa dell'Ucraina, sembra destinata a crescere numericamente e potrebbe diventare addirittura un Europa a 35 con l'ingresso di Paesi certamente attratti dalle prospettive legate ai benefici economici e forse di sicurezza dell'appartenenza alla UE, il tema della modalità in cui prendere le decisioni è esiziale.

Già all'inizio dello scorso maggio il Presidente Draghi intervenendo al Parlamento europeo riunito in seduta plenaria aveva lapidariamente affermato che le Istituzioni europee oggi sono inadeguate alla realtà e serve un federalismo pragmatico anche con una revisione dei trattati. Aveva aggiunto inoltre, puntando il dito su un aspetto che pochi esponenti istituzionali europei hanno avuto finora il coraggio di mettere sul tappetto in maniera così decisa, che occorre superare il principio dell'unanimità e passare alle decisioni con maggioranza qualificata.

In effetti, l'unanimità poteva sembrare una forzatura anche nell'Europa a sei della CECA nata nel 1952 o in quella della CEE nata nel 1958 con la firma dei trattati di Roma, per la forte differenza già allora esistente tra gli stati aderenti in termini di dimensioni geografiche, numero di abitanti, consistenza economica o politica. Tuttavia, allora, aveva trovato una sua ragion d'essere perché esisteva una condivisione di valori ed una visione comunitaria assai forte ed omogenea e comunque un temperamento di tali diversità era stato anche favorito dalla decisione dei tre paesi più piccoli (Belgio, Olanda e Lussemburgo) di dar vita all'Unione economica del BENELUX).

Ma completamente diverso è il quadro che si è configurato con il raggiungimento dell'Europa a 28 (o a 27 dopo l'uscita del Regno Unito), sia per la tempistica e le modalità con cui si è sviluppato il processo di adesione sia per le condizioni originarie, la motivazione e gli interessi che lo hanno di volta in volta accompagnato con l'ingresso di Spagna, Portogallo, Danimarca, Irlanda ed Inghilterra, Grecia, ecc..

Insostenibile e forse paralizzante sarebbe un sistema che volesse governare un'Europa allargata a paesi con culture, valori, sistemi economici e relazionali ancora più lontani dall'Europa originaria.

Forse oggi è il momento di chiedersi non solo dove va l'Europa dell'energia ma anche di riflettere sul tema più generale di dove va l'Europa.

Our Symposium has become an important yearly appointment and an opportunity to discuss energy security, to explore new and existing trends, creative solutions of new technologies.

An appointment we do not want to miss!

Call for abstracts

starts on June 30, 2022 - deadline September 10, 2022

we are looking forward to receiving your abstracts

All the information regarding the submission and Conference program:

www.aieesymposium.eu

proposed subjects

- 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 supply and security
- Energy performance in buildings
- Emissions trading schemes, promoting energy efficiency
- Energy and emission modelling
- Carbon border adjustment measures
- Energy security for a more resilient society
- 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
- Energy security: impact of COVID19
- 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
- Security risks in the electricity sector
- The utility of the future
- Energy security and the role of new technologies in energy transition
- Electric mobility for a sustainable future
- Energy storage and electrification– effects on the market
- Strategic contribution of energy storage to energy security
- Economics oil and gas markets, developments in LNG markets
- The changing geopolitics of energy and global governance
- European perspectives of energy security in the global context
- Nuclear energy markets
- Disruptive business models in energy sector

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

Dialogo con Lapo Pistelli

Director Public Affairs di Eni

a cura di Antonella Donia

Pensa che siano necessarie misure strutturali per fronteggiare l'impatto economico del conflitto Russia-Ucraina?

È assolutamente necessario. Per la seconda volta in pochi anni, l'Italia, l'Europa, il mondo intero si trovano a fronteggiare due "cigni neri", prima la pandemia, oggi l'invasione russa dell'Ucraina. Di fronte alla recessione indotta dal Covid e alla rottura improvvisa delle *supply chain* globali, Bruxelles ha risposto con il proprio "pacchetto di stimolo", tutto centrato sulla transizione digitale ed energetica. Il secondo "cigno" non solo ha riportato dopo molti decenni la guerra in Europa ma l'energia è stata fin dal principio una delle "armi non convenzionali" usate nel conflitto. Da un lato, interruzioni selettive della fornitura, nuovi meccanismi di pagamento, dall'altro, pacchetti via via più duri di sanzioni contro Mosca e un piano parallelo di sganciamento dalle forniture russe. Ma servono ancora molte misure, dal *price cap* del gas nei casi di emergenza e malfunzionamento del mercato alla messa in campo di *energy bond* per mettere gradualmente in piedi iniziative comuni sullo stoccaggio e l'approvvigionamento. Del resto, se il mercato dell'energia va in fibrillazione, fibrilla l'intero sistema economico e il rischio inflazione-recessione si fa più concreto.

Dove ci porterà l'aumento dei costi dell'energia?

Oggi il sistema economico fronteggia un picco di prezzo dell'energia, delle materie prime, dei certificati di emissione che diventerà rapidamente insostenibile. Solo sui certificati, l'Europa può intervenire normativamente allentando la tensione. Le materie prime sono un ottovolante di natura globale. Sull'energia, le istituzioni possono intervenire in modo parziale, da un lato mitigando l'impatto su famiglie e imprese con misure sociali (come avviene in tutta Europa), dall'altro agendo rapidamente sulle distorsioni di mercato che il TTF registra in questi mesi e mettendo in piedi un piano alternativo alle forniture russe.

Cosa possiamo fare per migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e per diversificare le fonti?

I Paesi europei hanno mix energetici diversi, figli della geografia e delle scelte politiche operate negli scorsi decenni. Basti pensare al diverso fit per le rinnovabili di ciascun Paese o alle scelte diverse fatte su carbone e nucleare. Questa premessa serve a spiegare perché anche la sicurezza degli approvvigionamenti e la diversificazione delle fonti sta avvenendo con modulazioni diverse di Paese in Paese. Nel nostro caso, l'Italia ha votato due volte per restare fuori dalla partita nucleare, si affida al carbone per quantità marginali di generazione elettrica, ha un atavico problema di lentezza delle autorizzazioni per mettere a terra sia produzione di rinnovabili ma anche di gas domestico. Dobbiamo correre sulle rinnovabili per la parte dei consumi finali che si affidano all'elettrico. Stiamo correndo per sostituire nel più breve tempo possibile quella parte di fornitura russa (30bcm annui) che pesava per quasi il 40% dei nostro consumi di gas. Fortunatamente, quella posizione geografica dell'Italia che ci è costata tante critiche durante il dibattito sgangherato sulle migrazioni ci torna oggi indietro come una posizione di vantaggio. La nostra proiezione sull'Africa, e il ruolo storico di Eni in quei Paesi, ci sta permettendo di trovare in Algeria, Egitto, Congo, Angola, Mozambico quelle risposte alla possibile interruzione delle forniture russe. E poi dovremo correre per allacciare i due rigassificatori flottanti che servono a compensare il tubo russo mancante.

Secondo lei, ci troviamo davanti a un effettivo cambio di paradigma energetico?

Servirebbero decine di pagine per rispondere a una domanda del genere.
Mi limito a due considerazioni. Per quanto riguarda l'oggi, il tempo che stiamo vivendo, dobbiamo semplicemente riequili-

brare la narrativa sulla transizione con quella sulla sicurezza energetica. Abbiamo spinto molto sulla prima dando per scontata la seconda. E ci siamo svegliati bruscamente scoprendo che niente va dato per scontato. Ma il processo è in corso.

Più in generale invece, sul cambio di paradigma. In 300 anni, dal 1750 al 2050, l'umanità passerà da meno di 700 milioni di abitanti a 9 miliardi. Nel frattempo, sul piano energetico, siamo passati dalla forza muscolare di uomini e animali, al carbone, al petrolio, al gas, al nucleare, alle rinnovabili di prima generazione, l'idroelettrico, al solare e l'eolico. Ogni volta aggiungendo fonti e vettori a quelli esistenti per soddisfare una fame crescente di energia per i diversi usi finali. Per tutelare il pianeta e il suo clima, dovremmo e vorremmo adesso in 30 anni dare energia sostenibile a un miliardo di abitanti in più che devono ancora nascere, e a quel miliardo di persone di oggi che già vivono ma energia non ne hanno, ma vorremmo farlo rinunciando ad alcune fonti, il carbone prima, poi il petrolio, da ultimo il gas, che costituiscono ancora l'80% della domanda primaria di energia globale. È una sfida ciclopica. Qualche aggiustamento andrà per forza fatto. Poi dovremo affidarci tanto alle auspicate svolte tecnologiche. L'energia è sempre stata una storia di innovazione tecnologica e qualcosa da lì dovrà venire nei prossimi decenni. Raccontare la transizione solamente come tante rinnovabili in più e tanta elettrificazione degli usi finali è una semplificazione che oggi mostra tutti i suoi limiti.

Il conflitto in atto rallenterà il processo di transizione energetica?

È plausibile che accada, perché l'emergenza sicurezza energetica sta drenando risorse e attenzione politica, ma sarebbe in definitiva un errore. Perché se ci pensiamo bene, procedere con la transizione energetica è il miglior investimento sulla sicurezza energetica di domani. Dunque non poniamo sicurezza e transizione in contrapposizione fra loro, in nome della guerra. Ancora una volta, le narrazioni binarie non ci aiutano. Possiamo e dobbiamo andare avanti, in parallelo.

La crisi energetica: opportunità o minaccia per la transizione energetica dell'UE?

Gli impatti a breve termine

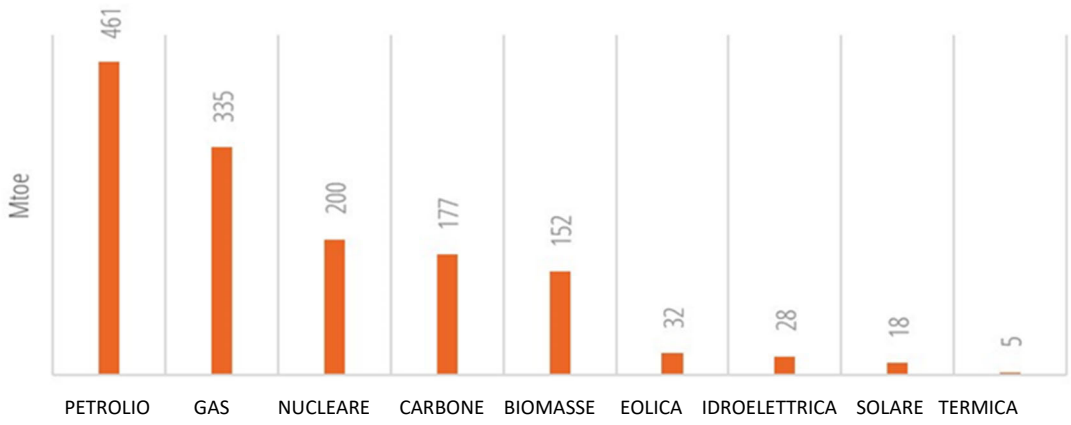
Una quota elevata di combustibili fossili nel mix energetico non è solo un problema per quanto riguarda le emissioni di gas serra, ma anche in termini di sicurezza dell'approvvigionamento. Con risorse limitate e in esaurimento, l'UE registra tassi di dipendenza estremamente elevati, al 95% per il petrolio (relativamente stabile) e all'85% per il gas (+15% nell'ultimo decennio). Il recente susseguirsi di crisi (del Covid-19 con aumento dei prezzi di gas ed elettricità nel 2021, la crisi ucraina nel 2022) ci ricorda che gli obiettivi climatici a lungo termine non possono essere raggiunti senza affrontare, parallelamente, le questioni della sicurezza energetica e dell'accessibilità economica. Questi tre temi sono i pilastri della strategia energetica dell'UE. Questo studio esplora come queste recenti crisi possono influenzare a breve termine la transizione energetica nell'UE, attraverso la lente delle ultime tendenze nel consumo di combustibili fossili.

Il consumo energetico dell'UE è dominato da petrolio e gas

Nel 2019, prima della crisi del Covid-19, il petrolio (*Figura 1*): rappresentava un terzo del consumo totale di energia, seguito dal gas (24% del consumo totale). A livello mondiale osserviamo le stesse quote per petrolio e gas. La principale differenza deriva da una minore dipendenza dal carbone a livello dell'UE (quota del 13% nell'UE contro il 27% a livello globale) con un'accelerazione del ritiro graduale del carbone dal 2015.

Ciò è bilanciato da una quota più elevata di nucleare nell'UE a livello globale (14 % contro 5%).

Figura 1: **Consumo di energia primaria dell'UE per combustibile**, 2019 (*livello pre-Covid*)



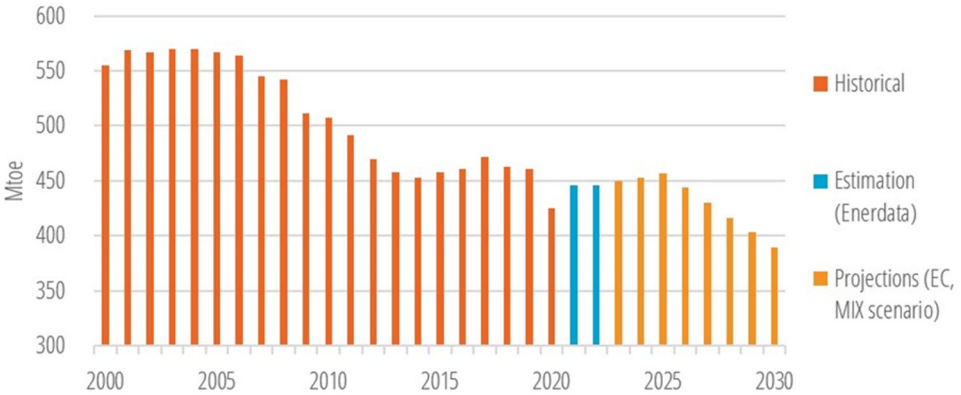
Fonte: Enerdata, Global Energy and CO_2 Data

Il consumo di petrolio è stato colpito dalla recente crisi, ma le misure a breve termine per limitare l'impennata dei prezzi del petrolio potrebbero ritardare il passaggio al trasporto decarbonizzato

I trasporti e più precisamente il trasporto su strada determinano il consumo di petrolio con una quota rispettivamente del 70% e del 60% del consumo finale di energia petrolifera nell'UE. La pandemia, con il lockdown e le rigide misure sanitarie, ha avuto un profondo impatto sul settore dei trasporti. Il lavoro a distanza ha leggermente ridotto il trasporto merci ma anche il trasporto aereo. Nel 2021 la domanda totale di petrolio è aumentata del 5% nell'UE (dopo un calo dell'8% nel 2020) trainata principalmente dal rimbalzo dell'attività economica (il PIL è aumentato del 5,3% nel 2021 rispetto al calo del 5,9% nel 2020):

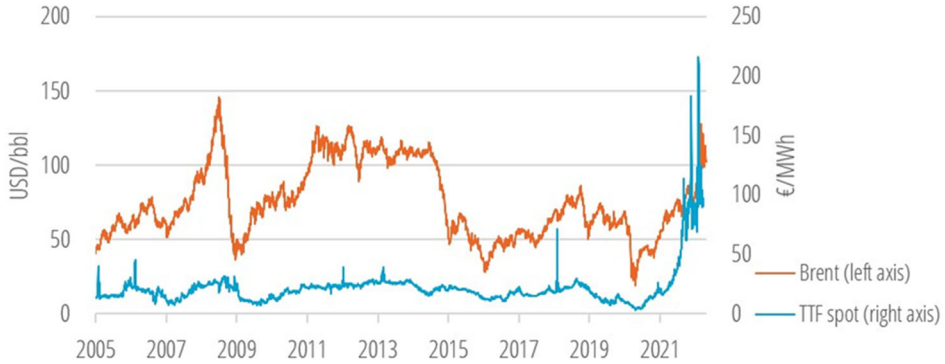
- L'attività di trasporto merci su strada rimane al di sotto del livello pre-Covid-19 nonostante la crescita del commercio al dettaglio e dell'e-commerce e una ripresa più limitata nei settori industriali come l'edilizia.
- Il Covid-19 potrebbe avere un impatto limitato sul trasporto passeggeri (meno dell'1% della domanda totale di petrolio) però duraturo, perché nei paesi dell'OCSE circa il 40% di posti di lavoro sono adatti al telelavoro.
- Prima del 2023, in Europa, l'aviazione non dovrebbe tornare al livello di consumo del 2019 e a medio termine i viaggi d'affari potrebbero rimanere al di sotto dei livelli pre-Covid-19.

Figura 2: **Consumo di petrolio, UE**



Fonte: Enerdata, Global Energy and CO_2 Data, EnerMonthly e EC, Commissione Europea

Figura 3: **Prezzo spot del Brent e prezzo spot TTF del gas naturale**



Fonte: Energymarketprice

L'UE ha iniziato l'anno 2022 con la crisi ucraina, che ha forti ripercussioni sui mercati energetici. I prezzi del petrolio stanno raggiungendo livelli record e l'impennata dei prezzi dell'energia iniziata già nel 2021 è un fattore chiave che spinge l'inflazione a livelli senza precedenti nell'ultimo decennio.
Le conseguenze sull'attività economica e sul potere d'acquisto limiteranno o annulleranno la crescita della domanda di petrolio per il 2022. In termini di sicurezza dell'approvvigionamento, la crisi ucraina e la dipendenza dalle importazioni russe di petrolio hanno un impatto limitato sull'UE (soprattutto rispetto al gas) a causa di la natura del mercato petrolifero, sia liquido che globale.

Nel frattempo, all'inizio della pandemia, è stato presentato il Green Deal europeo e più recentemente, a luglio 2021, è stato lanciato dalla Commissione Europea il Pacchetto "*Fit for 55*". In che misura le proposte legislative e gli obiettivi climatici di questi piani sono stati influenzati dall'attuale crisi?
Il pacchetto "*Fit for 55*" include misure che affrontano direttamente il consumo di petrolio e il trasporto su strada, ad esempio: lo sviluppo di un nuovo sistema di scambio di emissioni per gli edifici e per il trasporto su strada, lo sviluppo di infrastrutture per combustibili alternativi, il divieto di auto o furgoni con motore a combustione interna entro il 2035.

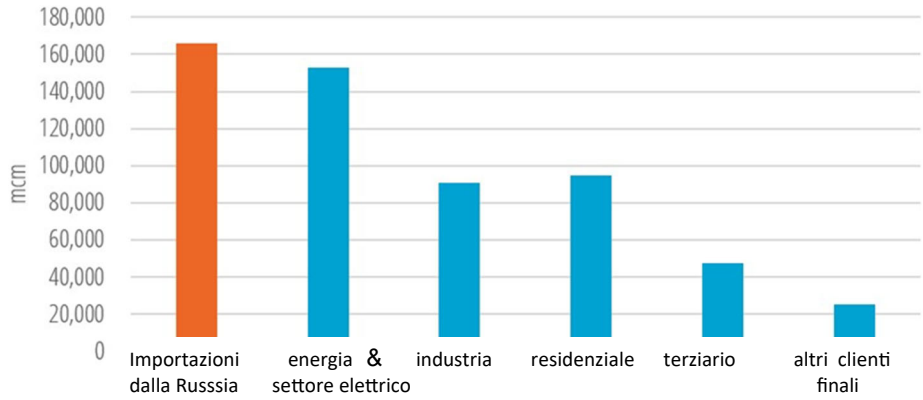
Le recenti crisi sottolineano la necessità per l'UE di ridurre la propria dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e tra le misure messe in atto per far fronte agli elevati prezzi dell'energia e alla dipendenza dalle importazioni russe di petrolio e gas, solo alcune hanno un impatto positivo diretto sulla transizione energetica.
Il piano REPowerEU comunicato dalla Commissione Europea l'8 marzo cita l'opzione di potenziare le proposte Fit for 55 con obiettivi maggiori o precedenti ma finora l'unica misura a breve termine con co-benefici sul clima è un incentivo ad abbassare il termostato per il riscaldamento degli edifici di 1°C.
Parallelamente, la maggior parte degli Stati membri ha attuato misure a breve termine per proteggere i consumatori dall'impatto diretto dell'aumento dei prezzi. Nel caso del petrolio e del

gas questo può essere considerato un sostegno diretto o sussidi ai combustibili fossili che potrebbero ritardare il passaggio ai combustibili alternativi.

Il gas naturale: da combustibile di transizione a minaccia per la sicurezza degli approvvigionamenti

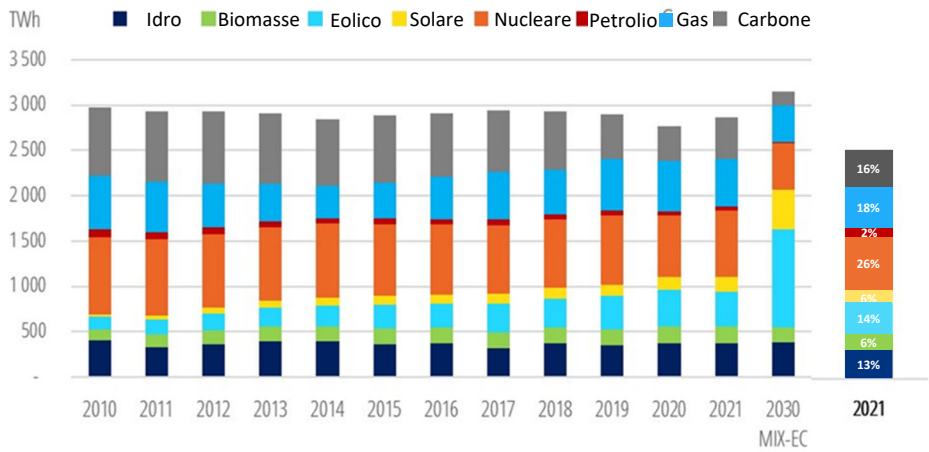
Il consumo totale di gas naturale dell'UE ha raggiunto 412 miliardi di metri cubi nel 2019 prima dell'inizio della pandemia.
Il settore energetico (principalmente le centrali elettriche) e gli edifici rappresentano quasi tre quarti del consumo totale con quote rispettivamente del 37% e del 35%. La quota dell'industria è leggermente inferiore a un quarto del consumo totale.
Oltre al settore energetico, gli usi del gas naturale sono guidati dal riscaldamento degli ambienti negli edifici e dai consumi industriali:
A breve termine, il riscaldamento degli ambienti dipende molto dalle condizioni climatiche; a lungo termine, è guidato da miglioramenti dell'efficienza energetica, dal passaggio alle pompe di calore, dall'isolamento degli edifici e dai prezzi del gas.
Il consumo del settore è guidato dall'attività economica globale, dal prezzo del gas e dal prezzo della CO_2 e, a lungo termine, dai miglioramenti dell'efficienza energetica e dal passaggio ai processi di riduzione delle emissioni.

Figura 4: **Consumo di gas naturale, UE**



Fonte: Enerdata, Global Energy & CO_2 Data

Figura 5: **Il mix di produzione di energia dell'UE**



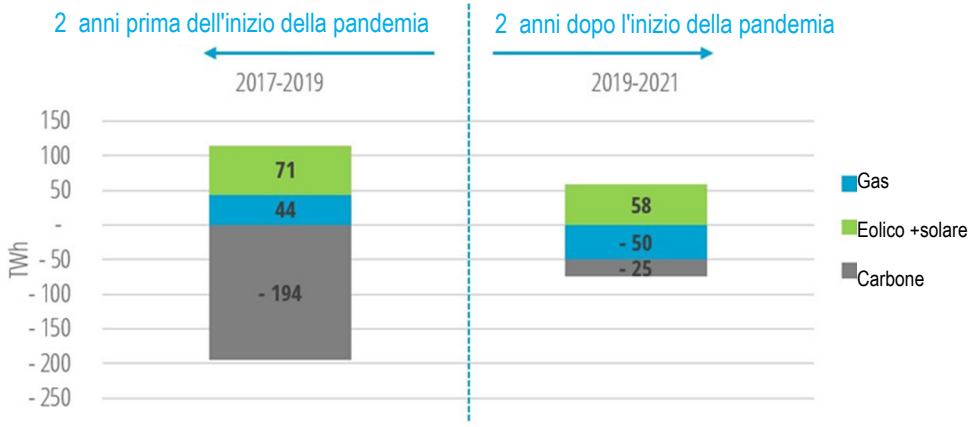
Fonte: Enerdata, Global Energy & CO_2 Data, Eurostat, Commissione Europea

Complessivamente, il Covid-19 ha avuto un impatto diretto limitato sui consumi di gas naturale; il calo dell'attività economica nel 2020 ha portato a una diminuzione del 3% dei consumi dell'industria mentre la variazione dei consumi degli edifici dipende maggiormente dalla temperatura e dal fabbisogno di riscaldamento degli ambienti. Tuttavia, la crescita economica nel 2021 è stato un fattore chiave che ha innescato un aumento dei prezzi del gas che, in cambio, ha avuto un impatto sulla domanda di gas naturale.
La crisi ucraina ha amplificato l'esplosione dei prezzi del gas naturale e ha aggiunto una crisi di sicurezza dell'approvvigionamento. Con oltre 150 miliardi di metri cubi, le importazioni russe rappresentano quasi il 40% delle importazioni totali annue di gas naturale, che equivale all'incirca al consumo di gas del settore energetico dell'UE. L'incertezza sul ruolo del gas naturale nel sistema energetico dell'UE è in aumento all'inizio di febbraio il gas naturale è stato etichettato come combustibile di transizione nella tassonomia dell'UE e poche settimane dopo la Commissione europea ha presentato nel suo piano REPowerEU le opzioni per ridurre la dipendenza dalle importazioni russe e più in generale sul gas naturale.
Le principali sfide del gas naturale poste dalle recenti crisi e dalla transizione energetica ricade sul settore energetico dell'UE. Con circa il 20% della produzione di energia (*Figura 5*), le centrali elettriche a gas svolgono un ruolo chiave nel mix energetico e offrono flessibilità per bilanciare la rete. È una tecnologia programmabile con costi marginali a breve termine relativamente elevati. I principali driver della produzione di energia elettrica da gas naturale nel breve termine dipendono dall'equilibrio generale domanda/offerta di energia elettrica e dalla relativa competitività rispetto ad altre tecnologie programmabili.
Le recenti crisi hanno avuto un impatto su molti di questi fattori, determinando una diminuzione della produzione di energia elettrica da gas naturale sia nel 2020 che nel 2021 (*Figura 5*).
Nel 2020 questa diminuzione è stata una diretta conseguenza della pandemia che ha colpito l'economia globale e la domanda di elettricità.
Nel 2021 è principalmente legato al passaggio alla generazione di energia da carbone a causa del deterioramento della competitività delle centrali elettriche a gas con il prezzo del gas naturale alle stelle, nonostante la ripresa economica e una minore produzione eolica. La crisi ucraina ha rafforzato la pressione sul prezzo del gas naturale: i prezzi futuri del gas indicano che questa situazione potrebbe estendersi oltre il 2024.

Eliminazione graduale del carbone: un rallentamento persistente?

Uno studio incentrato sui due anni che seguono l'inizio della pandemia mostra che la crescita della produzione di energia solare + eolica bilancia grosso modo la diminuzione della produzione di energia da gas (*Figura 6*). Tuttavia, i due anni che precedono raccontano un'altra storia:

Figura 6: **variazione della produzione di energia nell'UE**



Fonte: Enerdata, Global Energy & CO_2 Data

– L'uscita graduale dal carbone richiede una produzione aggiuntiva di energia solare ed eolica molto di più alta della produzione di carbone eliminata nel 2018 e nel 2019. Dopo la pandemia del Covid-19, l'eliminazione graduale del carbone si è quasi interrotta rispetto al periodo precedente. E se guardiamo più da vicino al 2021 e alla parziale ripresa dalla pandemia, osserviamo che l'aumento della produzione di energia da carbone (+20%) compensa e anche supera il calo della produzione di energia da gas per sostenere la crescita della domanda di energia elettrica.

La crescita della produzione di energia solare + eolica è leggermente rallentata dopo la pandemia del Covid-19 principalmente a causa della situazione del eolico.

Comprendere l'impatto del Covid-19, della crisi ucraina e dell'impennata dei prezzi dell'energia sul futuro del mix energetico dell'UE richiede di chiarire le tendenze strutturali e i fattori congiunturali.
I prezzi dell'energia alle stelle sono il principale motore congiunturale. Alimentato dalla ripresa economica (di natura temporanea) e dalla crisi ucraina e prendendo in considerazione i prezzi attuali si prevede che si estenda fino al 2024-2025.
È già possibile osservare alcune conseguenze:

• La produzione di energia da carbone è più competitiva del gas, nonostante i prezzi della CO_2 relativamente elevati;
• I prezzi elevati dei combustibili fossili potrebbero aumentare la penetrazione delle rinnovabili nel medio-lungo termine con obiettivi rivisti;
• I prezzi elevati dell'elettricità potrebbero avere un impatto negativo sulla domanda di elettricità, in particolare l'industria, e peggiorare la competitività economica dell'UE.
A lungo termine potrebbe accelerare gli sforzi nell'efficienza energetica.

La dipendenza dal gas russo è un fattore più strutturale e la crisi ucraina ha aumentato la consapevolezza in maniera molto dura. Sono stati stabiliti diversi piani per ridurre drasticamente le importazioni di gas naturale dalla Russia.
In termini di usi finali del gas naturale, le opzioni principali sono garantire la sufficienza (diminuire la temperatura del termostato), l'efficienza energetica e l'elettrificazione (piano REPowerEU della Commissione Europea) o il passaggio dall'immissione di gas naturale nel sistema elettrico (piano IEA). Diversi Stati membri dell'UE hanno menzionato esplicitamente l'opzione di ritardare l'eliminazione graduale del carbone a breve termine (tra cui Germania e Italia). Tuttavia, nel breve termine il passaggio dal gas al carbone potrebbe avere un impatto limitato in termini di bilancio del carbonio poiché queste emissioni sono coperte dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE.

A lungo termine, i cambiamenti strutturali del mix energetico dell'UE non sembrano risentire delle recenti crisi e finora non abbiamo osservato adeguamenti nelle politiche di eliminazione graduale del carbone a lungo termine. Nel complesso, il ritorno del carbone nel mix energetico dell'UE non è una buona notizia e indica una debolezza strutturale (dipendenza dal gas russo), ma potrebbe essere solo una semplice opzione temporanea. Il ruolo del gas naturale nel mix energetico come combustibile di transizione potrebbe essere messo in discussione, a seconda della velocità con cui è possibile diversificare l'approvvigionamento di gas naturale dell'UE e della velocità

Conclusioni

Contesto economico generale ed energetico-climatico post-Covid:

1. Il consumo energetico dell'UE è ancora dominato da petrolio e gas. I trasporti e più precisamente il trasporto su strada guidano la domanda di petrolio, con una quota rispettivamente del 70% e del 60% del consumo finale di energia petrolifera nell'UE.
2. La domanda totale di gas naturale dell'UE ha raggiunto 412 miliardi di metri cubi nel 2019 prima dell'inizio della pandemia. Il settore energetico (principalmente le centrali elettriche) e gli edifici rappresentano quasi i tre quarti dei consumi totali con una quota rispettivamente del 37% e del 35%.
La quota dell'industria è leggermente inferiore a un quarto

del consumo totale.

3. Negli ultimi anni pre-Covid-19, gli obiettivi di decarbonizzazione della COP erano lontani dall'essere raggiunti e la mitigazione delle emissioni di CO_2 osservata durante gli anni della pandemia (2020-2021) era, come si è scoperto, principalmente (se non solo) dovuta al lockdown. In ordine di grandezza, il calo globale delle emissioni di CO_2 nel 2020 è più o meno quello che sarebbe necessario ogni anno per essere in linea con l'accordo di Parigi.

4. La forte crescita post-pandemia ha comportato automaticamente un aumento delle emissioni (in particolare nei settori dell'industria e dei trasporti) a causa dell'effetto di recupero, ovvero una forte spinta per gli acquisti e per il turismo (alimentato dalle politiche di incentivi e dai conseguenti risparmi per i consumatori).

5. Questa situazione economica ha portato a tassi di inflazione che non si vedevano da decenni nei paesi occidentali. In particolare, i prezzi dell'energia sono aumentati notevolmente.

6. Il consumo di petrolio è stato colpito dalle recenti crisi, ma le misure a breve termine per limitare l'impennata dei prezzi del petrolio potrebbero ritardare il passaggio al trasporto decarbonizzato.

Conseguenze a breve/medio termine della situazione in Ucraina:

7. Da un lato, il conseguente rallentamento economico che alcuni paesi europei stanno attualmente affrontando contribuirà indubbiamente a ridurre le emissioni nei prossimi mesi.

8. L'attuale incertezza sull'approvvigionamento di gas naturale (che dovrebbe continuare prossimi mesi, per non parlare delle future misure che potrebbero essere adottate dall'UE), ha portato alcuni paesi (ad esempio la Germania) ad accelerare notevolmente la pianificazione del lancio delle loro nuove capacità di energia rinnovabile.

9. Il ruolo del gas naturale nel mix energetico come combustibile di transizione potrebbe essere messo in discussione, a seconda della velocità con cui è possibile diversificare l'approvvigionamento di gas naturale dell'UE.

10. La crisi ucraina ha rafforzato la pressione sul prezzo del gas naturale: i futuri prezzi del gas indicano che questa situazione potrebbe estendersi oltre il 2024.

11. Di conseguenza, vi sono buone ragioni per ritenere che l'eliminazione graduale del carbone per la produzione di energia sarà ritardata di alcuni anni. Il ritorno del carbone nel mix energetico dell'UE non è una buona notizia e indica una debolezza strutturale (dipendenza dal gas russo), ma potrebbe essere solo una semplice opzione temporanea.

Le conseguenze positive e negative (in termini di clima) si appianeranno, dato che i tempi di incertezza non favoriscono i cambiamenti strutturali. Inoltre i pannelli solari e i camion a idrogeno non possono essere massicciamente realizzati in tempi così brevi. La riduzione delle emissioni per raggiungere gli obiettivi climatici necessaria a breve termine non è prevedibile nei prossimi due anni, ma la recente crisi potrebbe aumentare i piani di decarbonizzazione a lungo termine.

Questo documento nasce da un'analisi di Enerdata

Energy crisis: opportunity or threat for EU's energy transition?

https://www.enerdata.net/

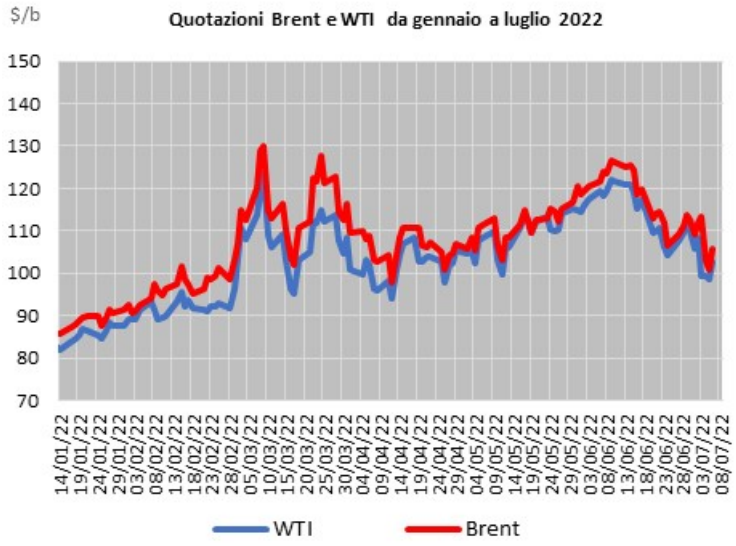
Si indeboliscono le quotazioni oil ma il costo dell'energia in Europa sale ancora

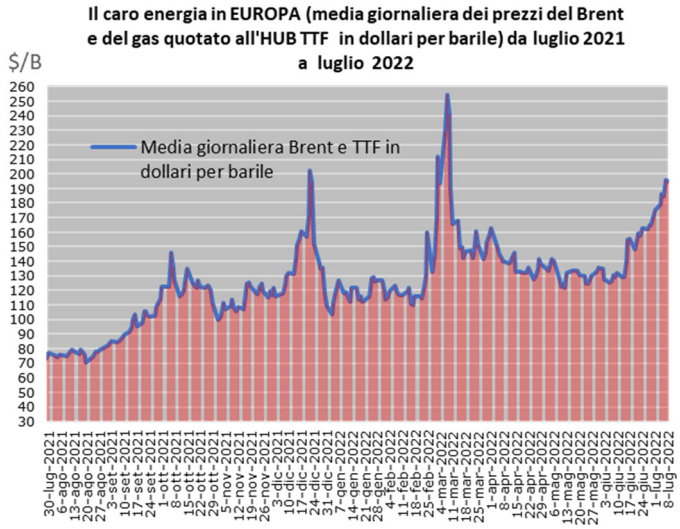
di Vittorio D'Ermo

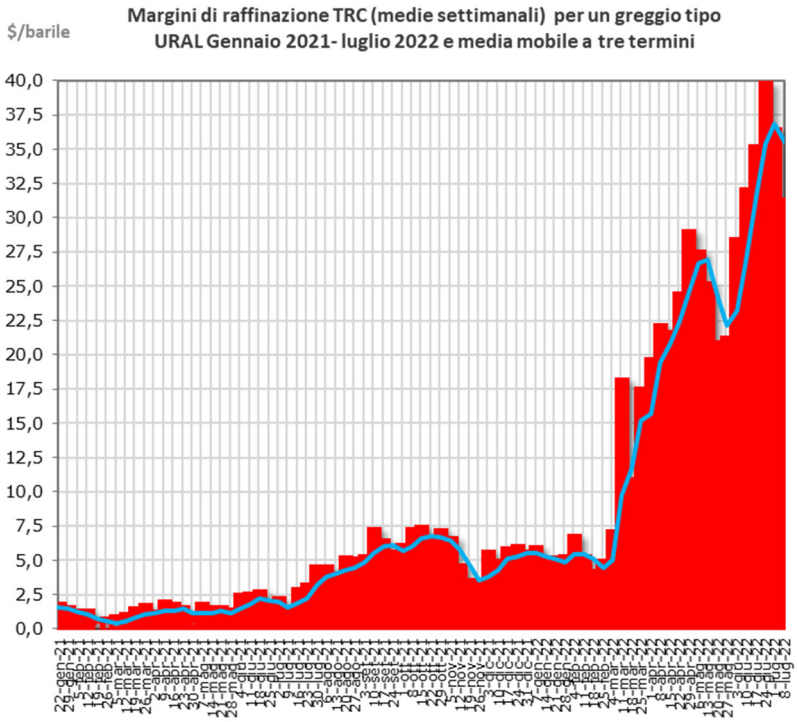
La componente speculativa si allontana dal mercato petrolifero nella prospettiva di un rallentamento dell'economia internazionale mentre aumenta la pressione sui prezzi del gas spingendo a livelli record il costo dell'energia in Europa.
Prezzi dei prodotti in riduzione ma margini di raffinazione sempre a livelli molto elevati.

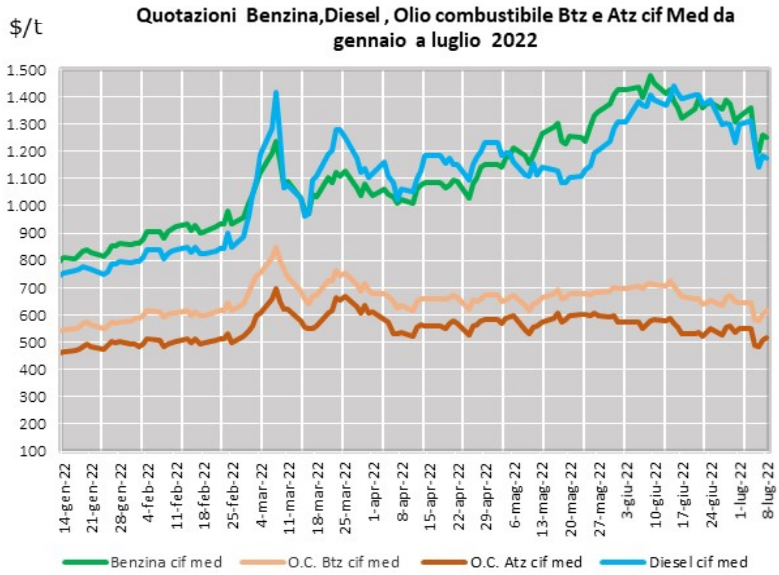
Anche il mese di lugli si sta prospettando molto difficile sul piano delle relazioni tra paesi occidentali, impegnati nel pieno sostegno all'Ucraina, e Russia che per il momento appare più impegnata nel rafforzamento delle proprie posizioni sul campo che ad aprire trattative.
Anche il tema delle esportazioni di grano dall'Ucraina oggetto di un intenso lavorio diplomatico con al centro la Turchia ancora non ha registrato progressi significativi sul piano operativo mentre proseguono la attività militari anche se con obiettivi mutevoli
Le conseguenze dirette e indirette del conflitto si vanno facendo sempre più pesanti sino a minacciare le prospettive di crescita dell'intera economia mondiale attraverso la spirale inflazionistica che ha negli aumenti dei prezzi delle fonti energetiche una delle principali, anche se non unica, componente.
Il vertice dei G20, a livello di capi delle diplomazie, in preparazione di quello di Bali, che poteva essere una opportunità per un utile confronto in vista di una soluzione del conflitto è stato solamente una occasione di propaganda e di formulazione di accuse oltre che una vetrina della diversità di posizioni tra i principali paesi del mondo.
Il mercato petrolifero sta reagendo alla prospettiva di un allungamento del conflitto.
con un indebolimento delle quotazioni rispetto ai massimi della prima parte di giugno quando alle preoccupazioni relative all'offerta si era unita una forte componente speculativa . Nelle ultime settimane questa componente ha perso peso di fronte all'aumento dei tassi di interesse ed alla prospettiva di un rallentamento dell'economia mondiale e quindi della domanda di petrolio.
Nel corso dell'ultima settimana la deriva ribassista che sembrava avere ulteriori spazi è stata contrastata nelle due sedute caratterizzate da un netto recupero che però non ha impedito ai valori medi settimanali dei "marker crudes" di perdere terreno rispetto a quelli della settimana precedente.

Il Brent si è infatti attestato intorno ai 110 $/barile ben lontano dagli oltre 120 $/b delle prime tre settimane di giugno dominate dall'annuncio dell'embargo europeo nei confronti di greggi e prodotti in arrivo dalla Russia. Nello stesso periodo il greggio americano WTI si è attestato poco sopra i 100 $/b ma con una punta in fine settimana di oltre 105 $/b.
La situazione dei fondamentali ed i bassi livelli delle scorte tendono quindi a mantenere il mercato in una situazione di incertezza e ridurre le probabilità di spettacolari crolli delle quotazioni.
L'atteggiamento sempre più rigido della Russia in materia di forniture di gas all'Europa dotata di un sistema infrastrutturale poco modificabile nel breve termine, nonostante gli sforzi di paesi chiave come l'Italia e la Germania, ha provocato una nuova impennata dei prezzi sui vati mercati ed in particolare all'HUB olandese TTDF, dove sono stati raggiunti i 172 €/MWh equivalenti a oltre 280 $/b, una cifra che se si dovesse stabilizzare sarebbe insopportabile dal sistema economico europeo. Basti pensare che negli Stati Uniti il prezzo del gas è attualmente pari a 5,7 $/Million Btu pari a circa 38 $/b, un divario che bel sottolinea la gravità della crisi in atto.
Questa settimana è stato confermato, per motivi tecnici, il blocco del Nord Stream che porta gas in Germania per quindici giorni: un test decisivo per capire le vere intenzioni della Russia.
Per effetto di questi drammatici sviluppi l'indicatore QE del









caro-energia in Europa, rappresentato dalla media settimanale dei prezzi del Brent e del gas scambiato all'HUB olandese TTF, ambedue espressi in dollari per barile, è ulteriormente aumentato sino a 188 $/b rispetto ai 167 $/b della settimana precedente.

Ci si è così avvicinati al picco di novembre 2021 e al massimo di marzo all'inizio dell'invasione russa.

Il mercato dei prodotti ha continuato a registrare riduzioni anche sullo sfondo degli elevati livelli dei prezzi che hanno messo in difficoltà famiglie e imprese.

La quotazione media settimanale della benzina cif Med è stata pari a 1261,6 $/t rispetto ai 1350,8 $/t di quella precedente settimana precedente ed alla media di giugno pari a 1333,2 $/t.

La quotazione del diesel, sempre in media settimanale, è stata pari 1206,95 $/t, in svantaggio sulla benzina con un differenziale in riduzione a 54,7 $/t.

La quotazione dell'olio combustibile, a basso tenore di zolfo, si è attestata in media settimanale a 604,6 $/t, in netta riduzione rispetto alla settimana precedente, mentre l'olio c. ad alto tenore di zolfo è stato scambiato a 510,1 $/t, anch'esso in calo rispetto alla sulla settimana precedente, mentre il differenziale tra i due prodotti è sceso a 94,5 $/t.

Per la seconda settimana consecutiva la posizione relativa dei prezzi dei prodotti rispetto al greggio è arretrata, anche se limitatamente, portando ad una limatura al ribasso degli elevatissimi margini di raffinazione delle ultime settimane.

Con riferimento ad un greggio tipo Brent, lavorato a TRC, il margine di raffinazione, in media settimanale, è sceso poco sotto i 30 dollari per barile, mentre quello relativo ad un greggio con le caratteristiche dell'Ural, ad esempio il Dubai, si è mosso intorno ai 30 dollari; il margine per un greggio tipo Iranian Heavy è sceso sotto i venticinque dollari per barile.

I rischi di instabilità per il sistema energetico europeo rimangono molto elevati con la necessità di predisporre misure di intervento nel caso di ulteriori peggioramenti della situazione.

L'accordo sul gas del Mediterraneo orientale riaccende l'interesse delle compagnie petrolifere internazionali

Un accordo tra Israele ed Egitto per la fornitura di GNL all'Europa sta riaccendendo l'interesse delle compagnie petrolifere internazionali per il gas del Mediterraneo orientale mentre gli stati dell'UE cercano di svezzarsi dagli oleodotti russi. Ciò potrebbe vedere il Mediterraneo orientale ricevere una spinta agli investimenti proprio mentre sono in corso o in preparazione nuove gare in Libano e Israele.

Il rischio di conflitti e ritardi per motivi politici non può essere comunque ignorato. Le passate controversie sulla deviazione dei flussi di gas dagli impianti di GNL dell'Egitto al suo mercato interno continuano a preoccupare gli investitori.

L'accordo di fornitura di GNL Egitto-Israele è provvisorio senza menzionare volumi o prezzi, ma potrebbe gettare le basi per ulteriori investimenti. È inclusa una clausola in cui l'UE promette di incoraggiare le aziende europee a partecipare a gare d'appalto e investire nell'esplorazione e nella produzione in Egitto e Israele.

Attrarre investimenti europei nel settore energetico egiziano non è stato un problema da quando Eni nel 2015 ha scoperto il giacimento di gas di Zohr da 30 trilioni di piedi cubi e ha innescato una rinascita esplorativa. BP, Shell e TotalEnergies così come, le major americane Exxon Mobil e Chevron si sono unite all'Eni.

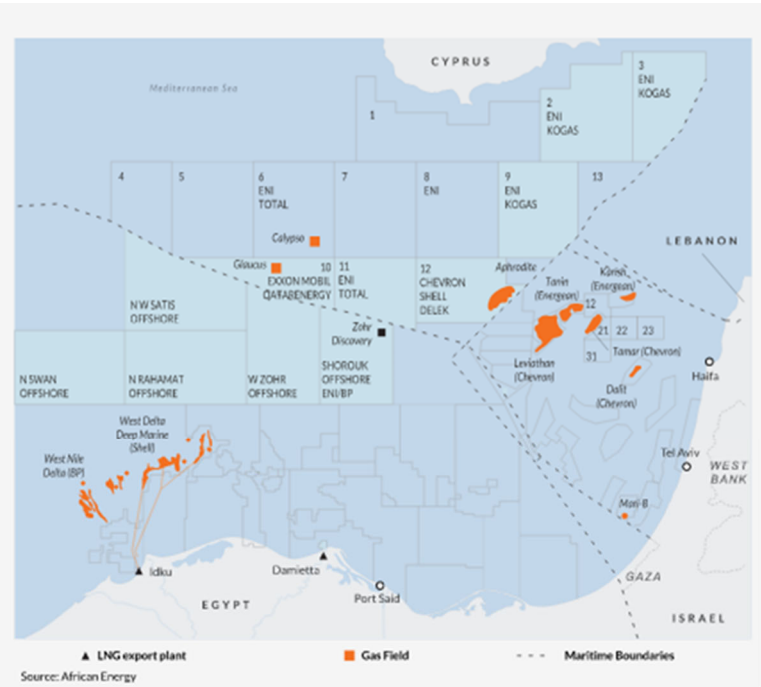
Ma in Israele, le major si sono fatte notare per la loro assenza fino a quando la Chevron non è entrata nel paese attraverso l'acquisizione di Noble Energy nel 2020. Alcuni hanno ipotizzato che la mancanza di partecipazione delle compagnie petrolifere internazionali al primo round di offerte di Israele nel 2016-17 fosse dovuta al timore che sarebbero stati poi esclusi da opportunità future nel Golfo del Medio Oriente.

Ma gli Accordi di Abramo del 2020, che hanno assicurato il riconoscimento diplomatico di Israele negli stati del Golfo del Bahrain e negli Emirati Arabi Uniti, hanno cambiato il panorama politico.

Un dirigente di Petronas, ritiene che la società e le compagnie petrolifere europee potrebbero considerare Israele più seriamente in futuro, così come forse il Libano.

Tuttavia, le grandi compagnie potrebbero diffidare dell'incoerenza politica in entrambi i paesi. Israele sta preparando

Giacimenti di gas scoperti nel Mediterraneo orientale



un quarto round di licenze offshore che rappresenta un'inversione di marcia politica. Il ministro dell'Energia aveva precedentemente insistito che Israele avrebbe puntato sugli investimenti nelle energie rinnovabili rispetto al gas per aiutare a raggiungere gli obiettivi di zero emissioni nette.

Inoltre, la politica israeliana di esportazione del gas, che doveva essere rivista per consentire alle aziende di incrementare i volumi verso l'estero, è stata accantonata all'inizio di quest'anno. Il paese aveva pianificato di aumentare la propria quota di esportazione dal 40% al 60% per ridurre il rischio che i campi rimangano inutilizzati. Sotto la pressione interna, è probabile che l'attuale governo israeliano rimandi tutto fino alle elezioni di ottobre, il che potrebbe influenzare il quadro generale.

L'attuale grave situazione economica del Libano e la crisi elettrica con frequenti blackout farebbero pensare due volte a molte compagnie. Eppure Total, Eni e la russa Novatek detengono ancora insieme nell'offshore i blocchi 4 e 9. Il termine per la presentazione della seconda offerta offshore del Libano è stato recentemente prorogato fino a dicembre.

In questo contesto, le compagnie internazionali metteranno in conto anche la minaccia di un'escalation del conflitto tra Israele e il gruppo militante libanese Hezbollah. Gli Stati Uniti stanno attualmente mediando una soluzione al confine marittimo conteso tra Israele e Libano.

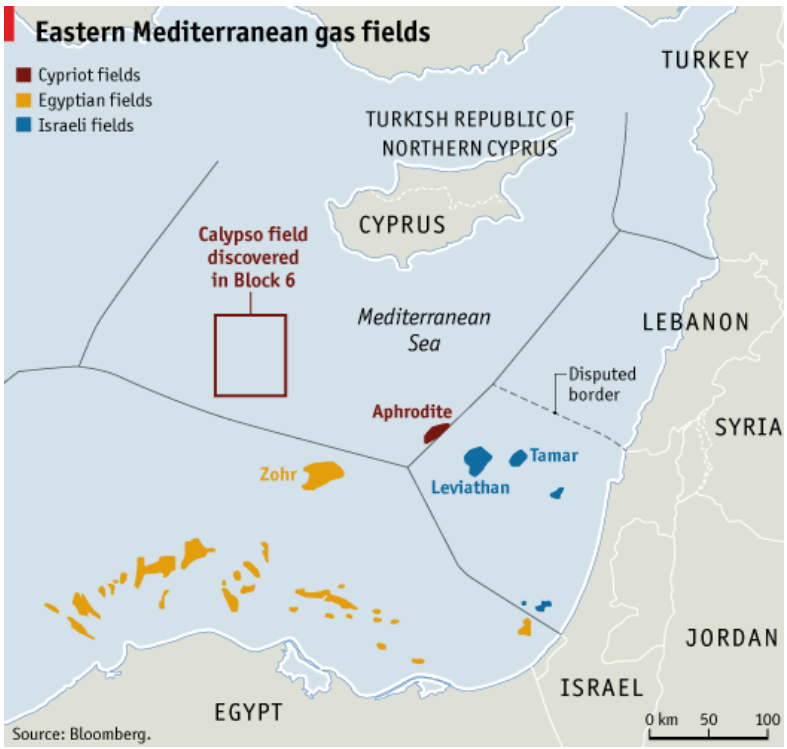
Questo conflitto ha avuto in precedenza un impatto sui progetti regionali del gas. A seguito della breve guerra di Israele con Hamas nel maggio 2021, il campo Tamar (di 11 Tcf) di Chevron è stato costretto a chiudere la produzione per 10 giorni. Qualsiasi attacco missilistico da parte di Hezbollah potrebbe potenzialmente colpire le principali infrastrutture del gas offshore o avere un impatto sulla produzione e sui ricavi.

Nonostante ciò, il CEO di E&P Energean focalizzata su East Med, ha dichiarato che *"chiunque investa [in Israele] sa e comprende che il suo investimento riceverà la protezione del governo* ".

La nave galleggiante di produzione, stoccaggio e scarico (FPSO) di Energean è arrivata questo mese al giacimento di gas di Karish, a 90 chilometri al largo delle coste israeliane. Entro il terzo trimestre dovrebbe iniziare la produzione di gas per 630 milioni di piedi cubi al giorno, destinata al mercato israeliano. L'Hezbollah aveva esplicitamente affermato che avrebbe impedito a Israele di estrarre gas da Karish.

La scelta di Chevron dello sviluppo del giacimento di 4 Tcf Aphrodite al largo di Cipro, è attesa da tempo e fornirebbe un livello di rassicurazione per i nuovi investitori interessati ai progetti del gas nel Mediterraneo orientale.

Lo sviluppo congiunto sembra probabile con un accordo provvisorio da stato a stato già in atto tra Cipro e l'Egitto per convogliare il gas di Afrodite per la liquefazione al terminale GNL egiziano Idku gestito da Shell. Il GNL galleggiante al Leviatano è un'altra opzione che secondo alcune fonti del settore in Egitto darebbe alla Chevron un controllo più diretto sulla sua produzione. Inoltre, la major statunitense questa settimana ha firmato un accordo preliminare con Egyptian Natural Gas Holding Co. (Egas) per esplorare l'invio di gas dai giacimenti offshore del Mediterraneo in Egitto per la lavorazione e l'esportazione. Eni, che gestisce il terminale GNL egiziano di Damietta, ha firmato un accordo simile con Egas ad aprile cercando di "*massimizzare la produzione di gas e le esportazioni di GNL ... per promuovere l'esportazione di gas egiziano in Europa, e in particolare in Italia*".



Nell'ambito dell'accordo Israele-Egitto con l'UE, un piano esaminerà le infrastrutture esistenti e includerà la necessità di costruire e sviluppare "nuovi impianti di liquefazione". Uno studio finanziato dalla Commissione europea su un potenziale gasdotto del Mediterraneo orientale dovrebbe concludersi quest'anno, ma ci sono preoccupazioni del settore sulla sua fattibilità commerciale e tecnica. Le istituzioni finanziarie europee hanno precedentemente favorito i risparmi sui costi associati all'utilizzo degli impianti GNL esistenti in Egitto.

Per ora, i diplomatici israeliani affermano che Cipro e Israele devono risolvere una disputa sulla definizione dei confini sul campo di Afrodite e sul campo di Ishai che sta ostacolando lo sviluppo. Chevron, Shell e il partner israeliano Delek gestiscono Aphrodite, mentre le aziende israeliane più piccole gestiscono Ishai.

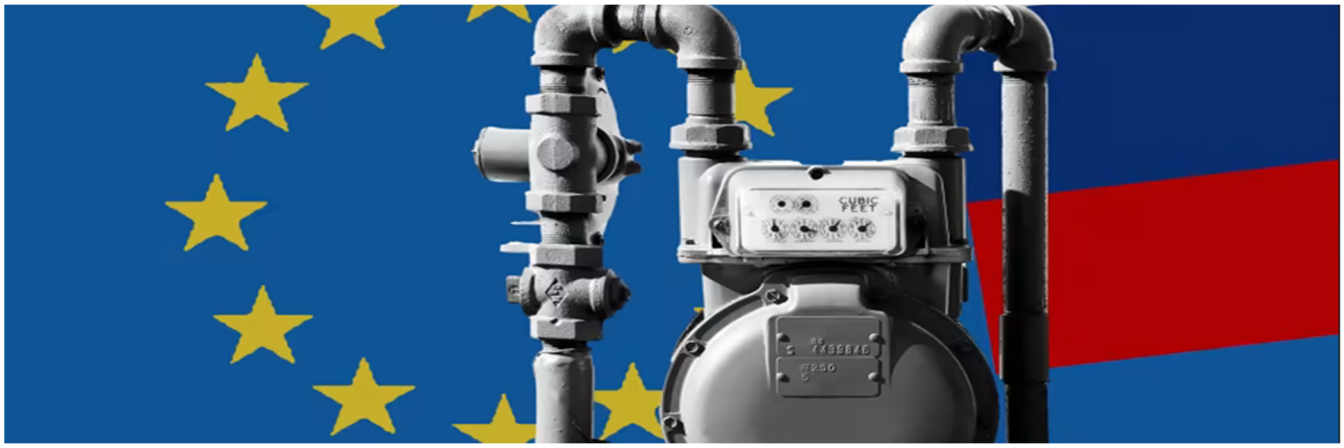
La Russia continua i suoi sforzi per diversificare le esportazioni di petrolio greggio verso i mercati non europei

La rete di oleodotti e il sistema di stoccaggio russo

Al recente Forum economico internazionale di San Pietroburgo i rappresentanti delle compagnie petrolifere russe hanno detto che il Paese continuerà i suoi sforzi per diversificare le esportazioni di petrolio greggio verso i mercati non europei, aumentando la quota verso la regione Asia-Pacifico, in seguito alle sanzioni europee contro il petrolio russo.
"*In una situazione in cui siamo praticamente espulsi dal mercato europeo, è necessario garantire i mercati in crescita della regione Asia-Pacifico*", ha affermato la scorsa settimana il vicepremier russo Alexander Novak in un'intervista alla TV russa.

Già da quest'anno, la Russia potrebbe aumentare le spedizioni nella regione Asia-Pacifico attraverso il gasdotto Siberia orientale-Oceano Pacifico (ESPO) al porto di Kozmino da 7 milioni di tonnellate (140.400 barili al giorno) a 42 milioni di tonnellate (842.300 b/g) con l'uso di additivi lungo la condotta.
Cina e India sono visti come i maggiori potenziali acquirenti di petrolio russo, anche se l'aumento delle forniture avrebbe un costo in quanto la Russia dovrebbe costruire una nuova flotta di navi cisterna e trovare nuovi schemi logistici e compagnie assicurative. Negli ultimi tre mesi, le forniture russe a Cina e India sono cresciute a livelli record poiché gli acquirenti sono stati attratti da forti sconti. Solo a maggio, le esportazioni di greggio russo verso la Cina sono aumentate di 390.000 barili al giorno rispetto ad aprile e hanno raggiunto 1,99 milioni di barili al giorno, il livello più alto da gennaio 2007.
Oltre ad espandere ulteriormente l'oleodotto ESPO, l'altro modo per aumentare le spedizioni russe in Cina è aumentare le forniture attraverso il Kazakistan. La Rosneft pompa attualmente 10 milioni di tonnellate all'anno (200.000 b/g) attraverso il Kazakistan, ma la capacità della linea in Kazakistan è di 400.000 b/g.
Escludendo circa 40.000 barili al giorno di greggio kazako spediti attraverso la linea, il Kazakistan può potenzialmente aumentare le spedizioni russe verso la Cina attraverso un altra rotta di oltre 160.000 barili al giorno. Ma la questione chiave sarebbe la qualità in quanto la Cina potrebbe non essere pronta a prendere più del mix che viene attualmente fornito. Alcune fonti in Russia affermano spedizioni più elevate attraverso il Kazakistan richiederebbero anche l'espansione degli oleodotti in Russia. E' in corso un intenso lavoro per reindirizzare i flussi di petrolio russi. Oltre a Cina e India, i potenziali acquirenti includono Vietnam, Pakistan, Indonesia, Malesia e altri paesi. Durante il forum di San Pietroburgo la scorsa settimana, le società russe hanno discusso il problema delle forniture al Vietnam. Secondo esperti di mercato, le spedizioni russe verso l'Asia-Pacifico attraverso il terminal di Kozmino nel periodo luglio-settembre potrebbero raggiungere circa 760.000 barili al giorno, rispetto ai 692.000 barili al giorno previsti per aprile-giugno. Anche le spedizioni marittime da altri porti, tra cui Primorsk e Ust-Luga sul Mar Baltico e Novorossijsk sul Mar Nero, sono previste in aumento nel terzo trimestre, in vista della scadenza del 5 dicembre, quando entrerà in vigore l'embargo petrolifero dell'UE per il greggio marittimo russo.
D'altra parte, si prevede una diminuzione del volume di gas russo attraverso il gasdotto Druzhba verso l'Europa poiché Germania e Polonia continueranno a tagliare volontariamente le importazioni nonostante le importazioni dalla Russia tra i gasdotti siano state escluse dal recente sesto pacchetto di sanzioni dell'UE.
Complessivamente, le esportazioni russe verso i mercati globali, esclusi i volumi di transito, sono aumentate di circa 270.000 barili al giorno nel trimestre luglio-settembre.

Misure d'emergenza per la crisi energetica



Il 24 giugno u.s. si è svolto presso l'Hotel Nazionale di Roma il convegno organizzato dall'AIEE "*Misure d'emergenza per la crisi energetica*", un iniziativa, che analizza le misure a breve termine per contrastare la crisi energetica e che sarà seguita da una seconda iniziativa, il 21 settembre, dedicata alle politiche strutturali.

Dopo l'introduzione del Presidente dell'AIEE **G.B. Zorzoli,** in apertura del convegno è intervenuto **Davide Tabarelli**, Presidente di Nomisma Energia sul tema "Come fronteggiare l'impatto del caro energia e del rischio sicurezza nel breve termine", sottolineando che "*la situazione attuale è peggiore sotto alcuni aspetti solo di quella del '73….c'è una dicotomia, continua, tra il breve termine e le politiche per la crisi climatica. Io credo che ai fossili non ci sia alternativa, le rinnovabili nuove contano pochissimo a livello globale e noi ora dovremo raddoppiare nei prossimi otto anni ciò che abbiamo fatto in 30 anni, è praticamente irrealistico. In Italia, si consuma meno energia a partire dal 2008, ma siamo completamente sbilanciati sul gas, dunque la nostra prima grande debolezza strutturale, irrisolta da decenni, è la dipendenza dalle importazioni di energia dall'estero*".

Tabarelli continua affermando che, le rinnovabili incontrano degli oggettivi limiti fisici e sussiste il problema degli accumuli, nonostante l'Italia abbia il prezioso patrimonio dell'idroelettrico come fonte rinnovabile già dagli anni '50, il "carbone bianco" con grandi potenzialità. Sottolinea come sia inutile parlare di accumuli quando in Italia ci sono i pompaggi e vengono utilizzati in modo insufficiente.

"*Le rinnovabili vanno bene, ma per il prossimo inverno penso che non basteranno, inoltre c'è il forte paradosso che non c'è un legame forte tra elettricità e rinnovabili e la paghiamo tra le più care d'Europa. Sul prezzo del gas, reintroduciamo non un prezzo massimo ma la vecchia QE sul prezzo del gas, cioè le formule legate al petrolio*".

Tabarelli conclude ritenendo che nel futuro ci saranno sempre più fossili, l'80% dell'energia consumata nel mondo deriva da fossili oggi, come 50 anni fa. L'impiego del gas in prospettiva è destinato a rimanere costante o a crescere, anche per sostenere le fonti rinnovabili che sono intermittenti e per le quali non esiste ancora possibilità di accumulo nel lungo termine.

Nella seconda parte della ha avuto luogo la Tavola rotonda su "**Caro energia - le sfide per l'industria energetica e per quella energivora**" moderata da **Carlo Di Primio**, Vice Presidente AIEE alla quale hanno partecipato **Fabrizio Iaccarino**, Responsabile Sostenibilità e Affari Istituzionali di Enel Italia **Lapo Pistelli**, Direttore Public Affairs, Eni, **Maria Sferruzza**, Executive Vice President International Engineering, Construction & Solutions di Snam e **Alessandro Frigerio**, Production & Energy Director di SOL Group.

Lapo Pistelli, interviene affermando che "*l'emergenza della sicurezza energetica non ha fatto mettere la transizione nel cassetto, questo rimane comunque il quadro all'interno del quale muoverci, Eni rimane sulla traiettoria della transizione. Quella con la Russia è una frattura che andrà al di là del conflitto, pertanto ciò comporterà dal punto di vista energetico un cambiamento rispetto ai contratti a lungo termine che avevamo con la Russia. La Cina dovrà costruire un'infrastruttura del gas perché i tubi non si possono riorientare, anche se ha già aumentato del 55% le importazioni dal Paese. Io*

ritengo che, oggi essere al centro del Mediterraneo sia un vantaggio per l'Italia, per ottenere approvvigionamenti da paesi alternativi. Infatti, Eni di recente ha chiuso degli accordi con sette Paesi per il gas. Sul price cap, trovo importante che il tema sia entrato in Europa, sarà difficile perché siamo 27 Paesi diversi, ma bisogna far capire che sarà una misura temporanea".

Anche Enel, nonostante la crisi energetica, intende seguire la linea della transizione, come confermato da **Fabrizio Iaccarino**:
"*non si sta deragliando dalla transizione, ma il carbone può dare nel suo piccolo il suo contributo in termini di produzione, e noi ci siamo messi a disposizione, anche perché Enel ha delle centrali tra le più sostenibili in Europa. L'idroelettrico soffre della siccità, infatti guardiamo con proattività allo sviluppo di nuovi invasi. Sul tema dei prezzi, la soluzione è quella di portare ossigeno al sistema intervenendo sul prezzo del gas, come il Governo sta perseguendo di fare con un cap al prezzo a livello europeo, ma va tenuto un livello ragionevolmente alto per contribuire a livello di sistema e per provare ad affrontare qualche problema anche a livello più strutturale. È chiaro che, modificare il mercato non si fa dal giorno alla notte, ma dobbiamo rinnovare il sistema in modo strutturale anche per dargli maggiore stabilità*".

Gli interventi di breve periodo sulla infrastruttura del gas Snam ha avuto nell'immediato, e continuerà ad avere nel prossimo futuro, un ruolo fondamentale per l'infrastruttura del gas come conferma **Maria Sferruzza**:
"*Nel breve periodo, abbiamo ridefinito e incrementato i punti di ingresso e ci siamo mossi con i rigassificatori galleggianti, mercato molto richiesto ma difficile da fare. Inizialmente, abbiamo cercato di capire insieme ad Eni dove collocare le navi disponibili, successivamente abbiamo chiesto al Governo un aiuto sui tempi tecnici. Abbiamo dato il via a due rigassificatori galleggianti, di cui uno è già di proprietà di Snam, mentre per il secondo siamo in trattativa. Stiamo facendo degli studi su dove collocarli poiché devono essere in luoghi prossimi alla rete già disponibile e dobbiamo cercare di sfruttare il più possibile la rete del nord. Per questo motivo, la scelta potrebbe ricadere su Piombino e qui saremo pronti nella primavera del 2023, mentre a Ravenna lo saremo tra due anni. In merito al lungo periodo, stiamo rivedendo le reti di trasporto in prospettiva del raddoppio del gas proveniente dal Tap e dall'Algeria. Quindi, da un lato avremo la sicurezza energetica e dall'altro l'Italia potrebbe diventare un hub europeo per il gas proveniente dal sud*".

Alessandro Frigerio production & energy director presso Sol Group, azienda che opera nella produzione, ricerca applicata e commercializzazione di gas tecnici e medicali afferma di essersi trovato in una improvvisa realtà estremamente critica: "*Noi trasformiamo aria in azoto e gas puri, il 60-70% dei nostri costi sono per l'energia elettrica e i nostri clienti sono industre pesanti, dell'acciaio, chimica, vetro e gli ospedali. Finora, nonostante una tensione enorme sui prezzi, gli interventi del Governo ci hanno aiutato, ma inizia a cronicizzarsi anche all'inflazione che ci sta mettendo a dura prova, siamo preoccupati da queste continue sferzate dei prezzi. Le misure del Governo mi auguro possano avere in futuro un'immediatezza più rapida data l'urgenza, perché alcune sono farraginose e la situazione non è più contingente ma sta diventando "normale".*

A concludere la mattinata, il Presidente dell'AIEE **G.B Zorzoli**, che richiama sul fatto che sia la sicurezza energetica, che gli obiettivi di decarbonizzazione debbano essere entrambi salvaguardati, nonostante possa essere un processo complesso.

La giornata si è conclusa con **l'Assemblea dei Soci AIEE**. Nell'ordine del giorno, nella **Parte ordinaria:** la Relazione annuale del Presidente, l'Approvazione Bilancio Consuntivo 2021 e il Bilancio preventivo 2022. Nella **Parte straordinaria** le modifiche allo Statuto e l'adozione di un nuovo testo di Statuto (a breve sarà pubblicato sul sito dell'Associazione).

la VIDEO REGISTRAZIONE dell'evento è disponibile sul sito AIEE - www.aiee.it

Norme generali sul sistema energia

01 giugno 2022

Memoria - 248/2022/I/com - *Memoria dell'Autorità di Regolazione per Energia reti e Ambiente in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina" (3614)*
La presente memoria si riferisce al decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50 , recante "Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina", all'esame in prima lettura delle Commissioni riunite V Bilancio e tesoro e VI Finanze della Camera dei Deputati per la sua conversione in legge, che contiene ulteriori nuove misure per far fronte agli impatti della crisi internazionale derivanti dal conflitto bellico tra Russia e Ucraina in diversi settori e ambiti, tra cui quelle essenziali per fronteggiare gli aumenti dei prezzi dell'energia finalizzate, tra l'altro, a consentire lo svolgimento delle attività produttive nell'ambito di una situazione di straordinaria instabilità del sistema nazionale del gas naturale. Il documento si sofferma, in particolare, sull'articolo 1, che interviene nuovamente per contenere gli incrementi della spesa per le forniture causati dai significativi rialzi dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale, a tutela dei clienti domestici beneficiari dei bonus sociali. Alcune sintetiche considerazioni sono, inoltre, sviluppate in relazione all'articolo 5 relativo alle disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione.

14 giugno 2022

Memoria 253/2022/I/com - *Audizione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito alla Comunicazione della Commissione Europea al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni – "Sicurezza dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno" (Atto 138 UE 2022)*
La Comunicazione "Sicurezza dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno"(COM(2022) 138 final) è stata presentata dalla Commissione europea il 23 marzo 2022 quale risposta alle richieste dei Capi di Stato e di Governo in occasione del Vertice informale di Versailles del 10 e 11 marzo 2022. Con tale Comunicazione, la Commissione europea ha inteso fornire una prima risposta alle sollecitazioni provenienti dagli Stati membri in ordine alle possibili misure da mettere in atto, sia a livello nazionale sia a livello europeo, per far fronte all'eccezionale incremento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale registrato fra l'autunno 2021 e i primi mesi del 2022, poi acuitosi a seguito del conflitto russo-ucraino, e per promuovere un coordinamento a livello europeo degli interventi di contenimento degli effetti negativi sui consumatori. La Commissione europea ha presentato, quindi, nella Comunicazione oggetto della presente audizione, una serie di opzioni concrete di carattere temporaneo ed eccezionale, coerenti con il quadro normativo e giuridico comunitario, di cui ha illustrato benefici e svantaggi, ai fini di un'azione collettiva per provare a risolvere il problema sorto nel mercato del gas e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a prezzi ragionevoli per il prossimo inverno e per gli anni a venire.

Delibera 258/2022/R/com - *Aggiornamento delle date di entrata in operatività delle disposizioni in materia di standardizzazione del codice offerta nei settori energia elettrica e gas naturale e di popolamento e aggiornamento del codice offerta nel Registro Centrale Ufficiale (RCU) del SII*
Il presente provvedimento aggiorna le date di entrata in operatività delle disposizioni in materia di standardizzazione del codice offerta nei settori energia elettrica e gas naturale e di popolamento e aggiornamento del codice offerta nel Registro Centrale Ufficiale (RCU), di cui alla deliberazione 135/2022/R/com.

28 giugno 2022

Delibera 279/2022/R/com - *Avvio di procedimento per l'attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna*
Il presente provvedimento avvia un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022, con particolare riferimento ai servizi della virtual pipeline.

29 giugno 2022

Delibera 295/2022/R/com - *Aggiornamento, dal 1 luglio 2022, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali in merito al bonus elettrico e gas e modifica del termine di conclusione del procedimento di cui alla deliberazione dell'Autorità 41/2022/R/gas*
Aggiornamento per il III trimestre 2022 degli oneri generali di sistema settore elettrico e gas
https://www.arera.it/allegati/schede/220630st.pdf

Gas naturale

09 giugno 2022

Segnalazione 252/2022/I/gas - *Segnalazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente a Parlamento e Governo. Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia*
Segnalazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e

Ambiente a Parlamento e Governo. Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia

14 giugno 2022

Delibera 261/2022/R/gas - *Ulteriori criteri relativi all'esecuzione del contratto per differenze a due vie di cui alla deliberazione dell'Autorità 189/2022/R/gas*
Con il presente provvedimento, al fine di tener conto delle specificità del Contratto per differente a due vie (CD2V) introdotto dalla deliberazione 189/2022/R/gas, si definisce un tasso di interesse unico da applicare per gli eventuali ritardi nei pagamenti tra responsabile del bilanciamento e utenti in esecuzione del CD2V. Infine, con il presente schema di delibera si posticipa al 20 giugno 2022 il termine per la per la sottoscrizione dei CD2V relativi alle capacità conferite entro il mese di maggio.

21 giugno 2022

Delibera 269/2022/R/gas - *Revisione della regolazione del servizio di misura con adeguamento della fatturazione ai clienti finali nel settore del gas naturale*
Con il provvedimento sono determinati gli output e le performance del servizio di misura erogato per mezzo di smart meter nel settore del gas naturale (messa in servizio, frequenza di raccolta e granularità temporale dei dati di misura, frequenza di messa a disposizione dei dati di misura, indennizzi ai clienti finali e ai venditori), nonché adeguamenti agli obblighi di fatturazione.

24 giugno 2022

Delibera274/2022/R/gas - *Ulteriori misure urgenti per il conferimento della capacità di servizio di stoccaggio di gas naturale ai sensi del decreto del Ministro della Transizione Ecologica 22 giugno 2022, n. 253*
Il presente provvedimento definisce disposizioni ai fini del riempimento degli stoccaggio ai sensi del decreto del Ministro della Transizione Ecologica 22 giugno 2022

28 giugno 2022

Delibera 278/2022/R/gas - *Approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione del Gnl per l'anno 2023 e disposizioni in relazione al fattore di copertura dei ricavi per l'anno 2021*
Il provvedimento approva le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione del Gnl per l'anno 2023, e dispone il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi per l'anno 2021, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 474/2019/R/gas (RTRG).

Delibera 282/2022/R/gas - *Aggiornamento del tasso di interesse ai fini della determinazione del rimborso, ai gestori uscenti, degli importi relativi al corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale*
Con la presente deliberazione è aggiornato, con validità per il triennio 2019-2021 e per il triennio 2022-2025, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto 226/11, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 10/2016/R/gas.

Delibera 286/2022/R/gas - *Aggiornamento, per il mese di luglio 2022, delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima*
Il presente provvedimento aggiorna, per il mese di luglio 2022, le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima.

29 giugno 2022

Delibera 296/2022/R/gas - *Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2022, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Modifiche al TIVG e alla deliberazione dell'Autorità ARG/gas 64/09*
Il presente provvedimento aggiorna, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2022, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela e apporta modifiche al TIVG e alla deliberazione ARG/gas 64/09.

Energia elettrica

21 giugno 2022

Delibera 266/2022/R/eel - *Attuazione dell'articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, in merito a interventi sull'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili*
Il presente provvedimento si pone la finalità di dare attuazione all'articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, che ha introdotto, per il periodo 1 febbraio – 31 dicembre 2022, un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia elettrica immessa da alcune tipologie di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili.

28 giugno 2022

Delibera 275/2022/E/eel - *Avvalimento del Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A., per lo svolgimento di verifiche in materia di fuel mix disclosure e di offerte di energia prodotta da fonti rinnovabili e approvazione del relativo regolamento*
Con la delibera si avvia un programma di verifiche relativo al fuel mix dichiarato dalle imprese di vendita di energia elettri-

ca da svolgere mediante avvalimento del GSE. Tali verifiche avranno carattere prevalentemente documentale

28 giugno 2022

Delibera 280/2022/R/eel - *Avvio di procedimento per l'aggiornamento delle direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione*
Il provvedimento avvia un procedimento per aggiornare le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione, attualmente definite dalla deliberazione 306/2019/R/eel, prevedendo la conclusione di tale procedimento entro il 31 dicembre 2022

Delibera 281/2022/R/eel - *Proroga delle vigenti disposizioni in materia di regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti elettriche in alta e in altissima tensione*
Il provvedimento dispone la proroga fino al 31 dicembre 2022 dei vigenti corrispettivi tariffari per l'energia reattiva applicabili per clienti finali e reti elettriche in alta e in altissima tensione

Delibera 283/2022/R/eel - *Aggiornamento del termine per la richiesta di ammissione degli interventi di incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione al relativo meccanismo incentivante*
Il provvedimento dispone la proroga al 30 settembre 2022 della scadenza per la richiesta di ammissione di nuovi interventi al meccanismo incentivante definito dal TIQE, per minimizzare gli effetti di sovrapposizione con gli interventi con finanziamento PNRR, missione 2, componente 2, investimento 2.2 per i quali è stato pubblicato l'8 giugno il relativo decreto del Ministro della Transizione Ecologica.

Delibera 285/2022/R/eel - *Approvazione dell'Allegato A.78 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete in materia di algoritmi di misura per il calcolo dell'energia immessa negativa e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 109/2021/R/eel*
Il presente provvedimento approva l'Allegato A78 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna in materia di algoritmi di misura per il calcolo dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo (energia immessa negativa) e apporta alcune modifiche alla deliberazione 109/2021/R/eel.

Delibera 287/2022/R/eel - *Approvazione delle proposte di modifica degli Allegati A.6 e A.13 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna, in materia di scambio dati tra Terna, imprese distributrici e Significant Grid Users ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale*
Il presente provvedimento approva le proposte di modifica degli Allegati A.6 e A.13 al Codice di rete, come trasmesse da Terna, in materia di scambio dati per impianti di produzione di energia elettrica di potenza uguale o maggiore di 1 MW connessi o da connettere alle reti di media tensione. Esse sono, in parte, una diretta conseguenza di quanto previsto dalla deliberazione 540/2021/R/eel e, in parte, funzionali a prevedere che vengano resi disponibili a Terna anche i dati in tempo reale relativi alla potenza attiva e reattiva scambiata dall'impianto al punto di connessione alla rete (precedentemente non previsti). Questi ultimi dati vengono già raccolti dal Controllore Centrale di Impianto.

29 giugno 2022

Delibera 297/2022/R/eel - *Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2022, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela, modifiche al TIV e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 228/2022/R/eel*
Il presente provvedimento aggiorna, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2022, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggior tutela ed apporta modifiche al TIV e all'Allegato A alla deliberazione 228/20227R/eel

Efficienza energetica

28 giugno 2022

Delibera 292/2022/R/efr - *Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2021*
Con il provvedimento è determinato, ai sensi della deliberazione 270/2020, il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2021.

GAS NATURALE

La Polonia completa la prima sezione a terra del gasdotto Baltic Pipe

L'operatore polacco del sistema di trasmissione del gas Gaz-System ha completato l'accettazione tecnica del gasdotto Ciecierzyce – Lwówek in Polonia, una delle sezioni onshore del progetto del gasdotto Baltic Pipe verso la Danimarca. Il prossimo passo sarà la messa in servizio. Ciecierzyce - Lwówek (69 km) è una delle due sezioni del gasdotto Goleniów - Lwówek, che ha una lunghezza totale di 191 km. L'accettazione tecnica della seconda sezione della rotta Goleniów - Ciecierzyce (122 km) è prevista per metà giugno 2022. Il gasdotto entrerà completamente in servizio nell'ottobre 2022.
Il gasdotto Baltic Pipe da 10 miliardi di metri cubi all'anno è sviluppato da Gaz-System e dalla sua controparte danese Energinet, che ha preso una decisione di investimento finale (FID) nel dicembre 2018. Il gasdotto sarà composto da cinque parti: un gasdotto offshore nel Mare del Nord tra i sistemi di trasporto del gas norvegese e danese lungo 105-110 km, poi una sezione di trasporto del gas di 210-230 km e una stazione di compressione a terra in Danimarca, un gasdotto offshore di 275 km tra la Danimarca e la Polonia attraverso il Mar Baltico e un gasdotto a terra di 230-340 km in Polonia.

GasTerra e Ørsted non pagheranno il gas russo in rubli

Gazprom ha interrotto la fornitura di gas al commerciante di gas di proprietà statale olandese GasTerra dopo che la società ha rifiutato di soddisfare la richiesta russa di pagare il gas in rubli. La cessazione della fornitura da parte di Gazprom comporta che, da qui al 1 ottobre 2022, data di scadenza del contratto, circa 2 miliardi di metri cubi di gas contrattuale non verranno consegnati a GasTerra, che lo ha anticipato acquistando gas da altri fornitori.
Anche il gruppo energetico danese Ørsted ha rifiutato di pagare in rubli le forniture di gas russo. Di conseguenza, c'è il rischio che Gazprom smetta di fornire gas all'azienda, cosa che secondo Ørsted costituirebbe una violazione del contratto.

L'UE concorda sugli obblighi minimi di stoccaggio del gas per gli Stati membri

Tra il Parlamento europeo e gli Stati membri dell'UE è stato raggiunto un accordo sugli obblighi minimi di stoccaggio del gas. Le nuove regole mirano a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico in tutta l'UE per gli inverni a venire. Gli Stati membri dovranno raggiungere un livello minimo di stoccaggio del gas dell'80% entro il 1° novembre 2022 per proteggersi da potenziali interruzioni dell'approvvigionamento, in particolare a causa della guerra in corso in Ucraina. L'obiettivo sarà portato a un livello minimo di stoccaggio del gas del 90% entro il 1° novembre 2023.
Questo accordo arriva dopo che negli ultimi mesi sono emerse preoccupazioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento russo. Nell'aprile 2022, l'autorità di regolamentazione dell'energia tedesca ha rilevato Gazprom Germania a causa dei sospetti sulla strategia dell'azienda di mantenere bassi livelli di stoccaggio del gas prima dell'invasione russa dell'Ucraina.
Gli Stati membri dell'UE hanno consumato circa 400 miliardi di metri cubi di gas nel 2020 (il 25% del consumo di energia primaria dell'UE) e possiedono una capacità combinata di stoccaggio del gas di circa 105 miliardi di metri cubi (a partire dal 2020). Il gas è ancora la principale fonte di energia per le famiglie europee (32%).

Equinor acquisterà 1,75 Mt/anno di GNL statunitense da Cheniere

La società norvegese Equinor e il produttore statunitense di GNL Cheniere hanno firmato un accordo di compravendita (SPA) della durata di 15 anni di circa 1,75 Mt/anno di GNL a partire dal 2026. Le consegne nell'ambito della SPA inizieranno nella seconda metà del 2026 e raggiungeranno il totale di 1,75 Mt/anno nella seconda metà del 2027. La metà del volume, circa 0,9 Mt/anno, è soggetta alla decisione di investimento finale (FID) positiva di Cheniere per costruire ulteriore capacità di liquefazione presso il terminal di esportazione di Corpus Christi LNG in Texas (Stati Uniti), oltre al progetto Stage III che includerà 7 treni GNL più piccoli da oltre 1,4 Mt/anno ciascuno (la capacità totale di oltre 9,5 Mt/anno).
Un FID sul progetto di espansione di 10 Mt/anno a Corpus Christi è previsto per il 2022.

Israele revoca il divieto temporaneo di esplorazione del gas offshore

Il Ministero dell'Energia israeliano assegnerà nuove licenze di gas alle società che cercano di esplorare al largo delle coste del paese mentre l'Europa cerca di trovare forniture di gas alternative per sostituire quelle precedentemente ottenute dalla Russia. Israele sta preparando il suo quarto round competitivo per l'esplorazione di gas naturale nelle sue acque economiche, che dovrebbe iniziare nel terzo trimestre del 2022. Nel dicembre 2021, il paese ha smesso di concedere licenze di gas per un anno per concentrarsi sulle energie rinnovabili.
Le riserve accertate di gas di Israele sono molto consistenti, a un livello attuale stimato di circa 538 miliardi di metri cubi (fine 2021). La produzione è aumentata molto rapidamente da 2,5 miliardi di metri cubi nel 2012 a quasi 13 miliardi di metri cubi nel 2020 (+23%/anno in media, di cui +45% nel 2020).

La Turchia costruisce un nuovo gasdotto da 405 miliardi di metri cubi per il suo giacimento di gas offshore di Sakarya

La Turchia ha ufficialmente avviato lo sviluppo di un gasdotto destinato a collegare il prossimo giacimento di gas di Sakarya nel Mar Nero alle infrastrutture nazionali del paese. La prima sezione di tubo di 400 km è attualmente in fase di montaggio dal porto di Filyos al campo di Sakarya, situato a 170 km al largo della costa settentrionale della Turchia. Con riserve stimate intorno ai 405 miliardi di metri cubi di gas naturale, il giacimento di Sakarya è stato salutato come il più grande ritrovamento di gas in Turchia. Si prevede che produrrà 10 milioni di metri cubi/giorno di gas durante la fase iniziale, che dovrebbe cominciare nei primi mesi del 2023. La produzione aumenterà quindi verso la produzione di picco (40 milioni di metri cubi/giorno) nel 2026.
La Turchia dipende fortemente dalle importazioni di gas naturale per il suo consumo, in particolare dalla Russia (45% nel 2021), Iran e Azerbaigian. Anche il consumo di gas del paese sta aumentando rapidamente, da 38 miliardi di metri cubi nel 2010 a 48 miliardi di metri cubi nel 2020 e 59 miliardi di metri cubi nel 2021. La costruzione di questo nuovo gasdotto e lo sfruttamento del giacimento di Sakarya dovrebbero aiutare la Turchia a far fronte alle sue carenze di gas nazionale e diventare meno dipendente dalle importazioni dalla Russia, nel contesto della guerra in Ucraina.

Il governo nigeriano approva l'accordo NNPC ed ECOWAS sul gasdotto Nigeria-Marocco

Il governo nigeriano, attraverso il Federal Executive Council (FEC), ha autorizzato la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) a stipulare un accordo con la Comunità economica degli Stati dell'Africa occidentale (ECOWAS) per la costruzione del gasdotto Nigeria-Marocco. Il progetto Nigeria-Marocco Gas Pipeline, proposto dall'Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM) del Marocco e NNPC, consisterebbe in un gasdotto lungo 7.000 km che attraversa più di 10 paesi dell'Africa occidentale e fornisce gas nigeriano al Marocco. Potrebbe essere successivamente esteso all'Europa. Nell'aprile 2022, il gruppo di ingegneria australiano WorleyParsons è stato selezionato per fornire i principali servizi di progettazione ingegneristica front-end (FEED Phase II) per il progetto. WorleyParsons si occuperà dell'ambito FEED onshore, della valutazione dell'impatto ambientale e sociale (ESIA) e degli studi sull'acquisizione di terreni (LAS). Esplorerà anche l'accelerazione dell'elettrificazione e la fattibilità dell'autosufficienza energetica nella regione.

La CE approva un tetto massimo del prezzo del gas in Spagna e Portogallo

La Commissione europea ha approvato, ai sensi delle norme dell'UE sugli aiuti di Stato, una misura da 8,4 miliardi di euro (6,3 miliardi di euro in Spagna e 2,1 miliardi di euro in Portogallo) volta ad abbassare i prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel mercato iberico (MIBEL) riducendo il costi di input delle centrali termoelettriche, considerato che le due economie stavano attraversando una grave perturbazione.
Nel maggio 2022, Spagna e Portogallo hanno creato un meccanismo per proteggere i consumatori dall'aumento dei prezzi dell'elettricità, fissando un tetto massimo di prezzo per il gas naturale utilizzato per generare elettricità negli impianti a gas, a doppia alimentazione, e centrali di cogenerazione (fino a fine maggio 2023). Il tetto sarà fissato a 40 €/MWh per i primi sei mesi, per poi salire di 5 €/mese a 70 €/mese a fine anno (prezzo medio gas di € 48,80/MWh per tutta la durata dell'intervento). Questo dovrebbe disaccoppiare i prezzi del gas e quelli dell'elettricità e aiutare i consumatori esposti alle evoluzioni del mercato all'ingrosso dell'elettricità. Circa il 40% dei consumatori domestici in Spagna e tra il 70 e l'80% del consumo industriale sono legati al prezzo di mercato all'ingrosso.

RWE firma un accordo preliminare con Sempra per importare 2,25 Mt/anno di GNL statunitense

Sempra Infrastructure, affiliata del gruppo energetico statunitense Sempra, ha stipulato un accordo di responsabilità (HoA) con RWE Supply & Trading, una controllata di RWE, per l'acquisto di circa 2,25 Mt/anno di GNL a lungo termine, free-on-board dal progetto Port Arthur LNG Phase 1 negli Stati Uniti. L'HOA prevede la negoziazione e la finalizzazione di un accordo definitivo di vendita e acquisto di GNL di 15 anni per 2,25 Mt/anno da consegnare per il progetto Port Arthur LNG, attualmente in fase di sviluppo nella contea di Jefferson, in Texas.
La Fase 1 del progetto Port Arthur LNG è pienamente consentita e dovrebbe includere due treni di liquefazione e serbatoi di stoccaggio di GNL, nonché strutture associate in grado di produrre fino a circa 13,5 Mt/anno di GNL.
All'inizio di maggio 2022, RWE ha noleggiato due unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU), di proprietà di Höegh LNG, che potranno importare e rigassificare congiuntamente tra 10 e 14 miliardi di mc/anno di gas. RWE prevede che le due FSRU inizieranno a funzionare già dal prossimo inverno. Il gruppo determinerà ora il sito più adatto per ormeggiare le FSRU in Germania. Il primo è previsto a Wilhelmshaven e le altre opzioni sono a Brunsbüttel, Rostock o Stade.

Qatar Energy seleziona ExxonMobil per collaborare al progetto North Field LNG

Qatar Energy (QE) ha selezionato ExxonMobil come quarto partner nel progetto in Qatar "GNL North Field East (NFE)" da 32 Mt/anno. ExxonMobil si è aggiudicata una partecipazione del 25% in una nuova joint venture insieme a QE (75%). La joint venture deterrà una partecipazione del 25% nel progetto NFE (quota del 6,3%). All'inizio di giugno 2022, QE ha selezionato tre società tra cui TotalEnergies, Eni e ConocoPhillips per aderire al progetto.
Il Qatar sta ora collaborando con società energetiche internazionali nella prima fase dell'espansione da 30 miliardi di dollari del suo progetto North Field. Lanciato da QatarEnergy nel 2019, è attualmente in costruzione e prevede di aumentare la capacità totale di esportazione di GNL del Qatar da 77 Mt/anno a circa 110 Mt/anno entro il 2027. La parte a monte del progetto svilupperà il campo con 8 piattaforme, 80 pozzi e gasdotti di collegamento all'impianto onshore. I piani del Qatar raggiungono una capacità di liquefazione totale di 126 Mt/anno nel 2027 attraverso lo sviluppo del progetto North Field South LNG da 16 Mt/anno.

La Polonia potrebbe installare una seconda FSRU con una capacità di 6 miliardi di metri cubi/anno

Il governo polacco potrebbe installare una seconda unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) nel Golfo di Danzica con una capacità di rigassificazione di 6 miliardi di metri cubi/anno a partire dal 2026, a seconda dell'interesse di Cechia e Slovacchia, che importerebbe gas naturale attraverso la Polonia. I due paesi stanno cercando alternative per ridurre la dipendenza dalle forniture russe.
Il primo rigassificatore polacco di GNL, Polskie LNG, situato a Świnoujście con una capacità di 5 miliardi di metri cubi/anno è entrato in funzione nel 2016 e dovrebbe essere ampliato a 8,3 miliardi di metri cubi/anno nel 2023.

Fortum e Gasgrid Finland firmano un accordo per la prima FSRU finlandese nel porto di Inkoo

Fortum e Gasgrid Finland hanno firmato una lettera di intenti per la prima nave terminal galleggiante di GNL finlandese "Exemplar" al porto di Fortum Inkoo, 60 km a ovest di Helsinki. Il sito è posizionato vicino ai gasdotti di distribuzione che collegano gli utenti finali industriali intorno al Mar Baltico. La nave è noleggiata da Excelerate Energy per un periodo di dieci anni. La capacità di rigassificazione della FSRU è di 140 GWh/giorno (circa 14 milioni di metri cubi/giorno o 5,2 miliardi di metri cubi/anno) e supera la domanda annuale di gas naturale della Finlandia, che storicamente è stata di circa 2,5 miliardi di metri cubi/anno. La capacità di stoccaggio e fornitura della nave è sufficiente per il fabbisogno di gas sia della Finlandia che dell'Estonia.
L'obiettivo è rendere disponibile l'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) nell'inverno 2022-2023.
Nel 2020, la Russia ha fornito il 100% delle importazioni di gas finlandesi tramite gasdotto. Gazprom Export ha sospeso le consegne di gas naturale alla Finlandia nel maggio 2022 dopo che il paese aveva espresso l'intenzione di aderire alla NATO.
Nuove strutture portuali adatte alla nave terminal saranno costruite sulle coste sia della Finlandia che dell'Estonia: se i lavori di costruzione saranno completati prima in Estonia, il terminal galleggiante sarà collocato lì fino al completamento delle strutture portuali finlandesi. Il costo totale del progetto con il noleggio di 10 anni è stimato in 460 milioni di euro, oltre ai quali ci sono costi separati associati al volume di utilizzo.

Gazprom taglia del 60% le forniture di gas tramite Nord Stream 1

Gazprom ha ridotto le forniture di gas attraverso il gasdotto Nord Stream 1 di 67 milioni di metri cubi/giorno (24,5 miliardi di metri cubi/anno). Nel mese di giugno, la società ha ridotto le forniture da 167 milioni di metri cubi/giorno (61 miliardi di metri cubi/anno) a 100 milioni di metri cubi/giorno (36,5 miliardi di metri cubi/anno). Di conseguenza, Italia e Slovacchia hanno ricevuto meno della metà dei normali volumi importati attraverso il gasdotto, mentre la tedesca Uniper ha ricevuto dalla Russia il 60% in meno di fornitura di gas.

Nord Stream comprende due gasdotti offshore di 1.224 km con una capacità combinata di 55 miliardi di metri cubi/anno e va da Vyborg (Russia) a Lubmin (Germania). Il sistema è stato realizzato ed è gestito da Nord Stream, una società svizzera di proprietà di Gazprom (51%), Wintershall Dea (15,5%), E.ON (15,5%), Gasunie (9%) ed Engie (9%). Gazprom aveva precedentemente interrotto l'esportazione di gas verso la Polonia attraverso il gasdotto Yamal-Europa. Inoltre, l'Ucraina ha interrotto i flussi di gas russo attraverso uno dei due punti di transito verso l'Europa, tagliando un terzo del volume di gas russo che viene convogliato in Europa attraverso il suo territorio.

Il governo olandese ha attivato il suo Piano di protezione e recupero del gas

Il governo olandese ha attivato la fase iniziale del suo Piano di misure contro l'emergenza gas, che mira a preparare il Paese al periodo invernale. Tra le misure principali: la revoca del vincolo di generazione per le centrali a carbone per risparmiare circa 2 miliardi di metri cubi/anno di gas per il riempimento degli impianti di stoccaggio. Si tratta di una misura urgente che si oppone al piano votato a dicembre 2021 per limitare le operazioni nelle centrali a carbone, prima di eliminarle gradualmente entro il 2030. Un'altra misura e quella di continuare a produrre circa 2,8 miliardi di metri cubi di gas dal giacimento di Groningen tra ottobre 2022 e settembre 2023, anche se il governo aveva previsto di cessare la produzione nel 2023. Il giacimento potrebbe quindi chiudersi completamente nell'ottobre 2023 o nel 2024, a seconda del contesto geopolitico. Nel 2021, il gas naturale rappresentava il 43% del consumo totale di energia del Paese e il 46% del suo mix energetico. La produzione interna del Paese (21,7 miliardi di metri cubi nel 2021) ha coperto solo il 51% del suo consumo interno (42,3 miliardi di metri cubi).

China Huadian prevede di avviare un terminale Ganyu GNL da 6 Mt/anno

La società statale cinese di produzione di energia China Huadian prevede di iniziare la costruzione del prossimo terminale Ganyu GNL da 6 Mt/anno nella provincia di Jiangsu (Cina orientale) nella seconda metà del 2022 e di mettere in servizio l'impianto di importazione entro il 2026. Il progetto da 957 milioni di dollari USA è stato recentemente approvato dalla National Development and Reform Commission (NDRC), il più alto ente di pianificazione cinese.

Il terminale Ganyu LNG è di proprietà congiunta di China Huadian Jiangsu Energy, Lianyungang Port Group, Prism Energy International, JERA Power International (la joint venture di Chubu Electric e TEPCO) e BP. Si prevede che diventerà la principale base di terminali GNL del Jiangsu e garantirà l'approvvigionamento di gas nella provincia e lungo la regione del delta del fiume Yangtze.

La capacità installata di Jiangsu per la produzione di energia elettrica a gas ha superato i 13 GW nel 2021, rendendola la seconda provincia più grande della Cina per la produzione di energia elettrica a gas (49,5 GW per il paese nel suo insieme). Nel contesto di una domanda crescente nel 2021, la Cina ha firmato contratti a termine per 22,7 Mt di GNL (sei volte in più rispetto al 2020) volti a incrementare le importazioni.

PETROLIO

L'UE prevede di vietare il 90% delle sue importazioni di petrolio russo entro la fine del 2022

Il Consiglio europeo ha convenuto che il sesto pacchetto di sanzioni contro la Russia riguarderà il petrolio greggio e i prodotti petroliferi, importati dalla Russia negli Stati membri, con un'eccezione temporanea per il petrolio consegnato tramite oleodotto. Due terzi del petrolio russo importato dall'UE sono forniti tramite nevi petroliere e un terzo dall'oleodotto Druzhba, che ha una capacità di circa 1,2 mb/g di petrolio dalla Russia all'Ucraina, Bielorussia, Polonia, Ungheria, Slovacchia, Cechia, Australia e Germania. Quando Polonia e Germania smetteranno di importare petrolio dalla Russia entro la fine del 2022, l'embargo coprirà il 90% di tutte le importazioni di petrolio russo. Circa il 10% delle importazioni di petrolio dell'UE dalla Russia, che riforniscono Ungheria, Cechia e Slovacchia, dove non possono essere facilmente sostituite, saranno temporaneamente esentate dal divieto.

Nel 2020 l'UE ha consumato 10,1 mb/g di greggio, con importazioni che rappresentano il 92% del totale. Nello stesso anno il blocco regionale ha consumato 8,7 mb/g di prodotti petroliferi; le importazioni hanno coperto circa i due terzi della domanda dell'UE. Nel 2021, la Russia rappresentava il 26% delle importazioni di petrolio greggio dell'UE e il 43% delle importazioni di prodotti raffinati.

L'Algeria firma un accordo con la cinese Sinopec per 95 mbl di riserve petrolifere

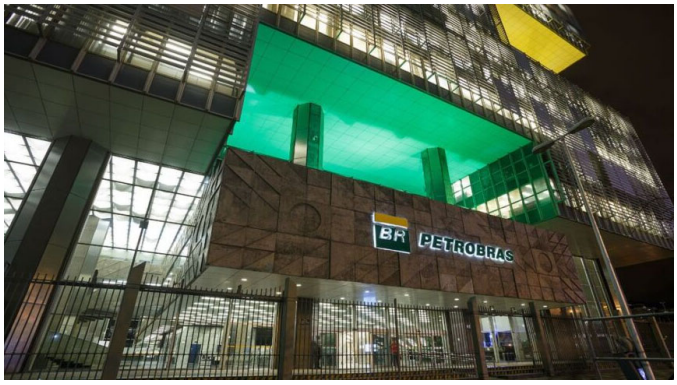
La compagnia petrolifera e del gas nazionale algerina Sonatrach, ha firmato un contratto per lo sviluppo di un giacimento petrolifero nell'estremo sud-est del Paese con la compagnia cinese Sinopec, per un investimento di circa 490 milioni di dollari. Il progetto prevede 12 pozzi petroliferi nel giacimento di Zerzaitine situato nel bacino di Illizi, una provincia di confine con la Libia. Il progetto consentirà il recupero di quasi 95 mbl di petrolio. Nel 2020, l'Algeria ha prodotto 1,3 mb/g di petrolio e le sue riserve accertate si attestano a 12.200 mbl (2021).

Il Kazakistan prevede di aumentare la produzione di petrolio a 90-93 Mt nel 2023

Il Ministero dell'Energia del Kazakistan prevede di produrre da 90 Mt a 93 Mt di petrolio nel 2023, dal 3% al 6% in più rispetto agli 87 Mt stimati del paese per l'anno 2022. La produzione prevista per il 2022 rappresenta una leggera diminuzione rispetto a una produzione altrimenti stabile negli anni precedenti (circa 90 Mt per il 2020 e il 2021).

Secondo il ministero, l'aumento della produzione nel 2023 dipenderà dai tempi di completamento dei progetti di espansione del giacimento petrolifero di Tengiz. I progetti guidati dalla Chevron dovrebbero essere completati a marzo e novembre 2023, ma il Kazakistan ha già annunciato che potrebbero esserci dei ritardi. Il Kazakistan ritiene inoltre che le sanzioni occidentali alla Russia non influiranno sulla spedizione di petrolio greggio in Europa. Circa l'80% delle esportazioni di petrolio kazako vengono convogliate attraverso il Caspian Pipeline Consortium, attraverso il Mar Nero, verso l'Europa.

La privatizzazione della compagnia brasiliana Petrobras va avanti



Il Consiglio brasiliano del programma di partenariato per gli investimenti (CPPI) ha incluso la compagnia petrolifera e del gas di proprietà statale Petrobras nel suo rapporto sulla privatizzazione su richiesta del Ministero delle miniere e dell'energia. La privatizzazione deve ora essere approvata dalla Presidenza brasiliana e dal Congresso per andare avanti.

La società ha prodotto 2,77 mb/g di petrolio e gas nel 2021 (-2,5% rispetto al 2020), di cui 2,22 mb/g di petrolio e NGL (-2,2%), superando gli obiettivi del 2021. La produzione di presale ha rappresentato il 70% della produzione totale dell'azienda nel 2021. Nel 2022, Petrobras prevede di investire 11 miliardi di dollari USA e di produrre 2,7 mboe/g di petrolio e gas, inclusi 2,1 mb/g di petrolio e NGL. Nel giugno 2019, Petrobras ha stipulato un accordo con l'autorità nazionale di regolamentazione della concorrenza del Brasile, il Consiglio amministrativo per la difesa economica (CADE), che richiede che l'azienda venda otto delle sue 13 raffinerie per una capacità di lavorazione di 1,1 mb/g (circa il 50% del totale del paese capacità di raffinazione). La realizzazione dell'accordo è stata ritardata a causa della pandemia di COVID-19, ma il processo di privatizzazione di diverse raffinerie è ancora in corso.

L'OPEC+ accetta di aumentare del 50% i suoi aumenti mensili dell'offerta di petrolio nel luglio-agosto 2022

L'OPEC+, che comprende l'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) e i suoi alleati non OPEC, inclusa la Russia, ha concordato di aumentare i suoi aumenti mensili dell'offerta globale di petrolio del 50% da 432.000 bbl/g nel giugno 2022 a 648.000 bbl/g a luglio e agosto 2022. A luglio 2022, sia l'Arabia Saudita che la Russia dovrebbero produrre oltre 10,8 mb/g; la produzione OPEC10 dovrebbe raggiungere 26,3 mb/g, quella dei produttori non OPEC 16,9 mb/g e la produzione OPEC+ dovrebbe raggiungere una media di 42,6 mb/g.

Tuttavia, è probabile che l'aumento effettivo dell'offerta sia inferiore alla cifra ufficiale poiché solo l'Arabia Saudita e gli Emirati Arabi Uniti (EAU) hanno volumi significativi di capacità inutilizzata. Negli ultimi mesi, paesi come Angola, Nigeria e Russia non sono stati in grado di aumentare la produzione. L'OPEC+ sta annullando i tagli alla produzione di 5,8 mb/g, imposti nel 2020. L'OPEC+ mira a eliminare completamente i tagli entro settembre 2022, in base alle condizioni di mercato. Tra agosto 2021 e giugno 2022, l'OPEC+ ha aumentato il suo obiettivo di produzione ogni mese di 0,4 mb/g.

L'UE dà il via libera alla fusione tra le compagnie petrolifere polacche PKN Orlen e Grupo Lotos

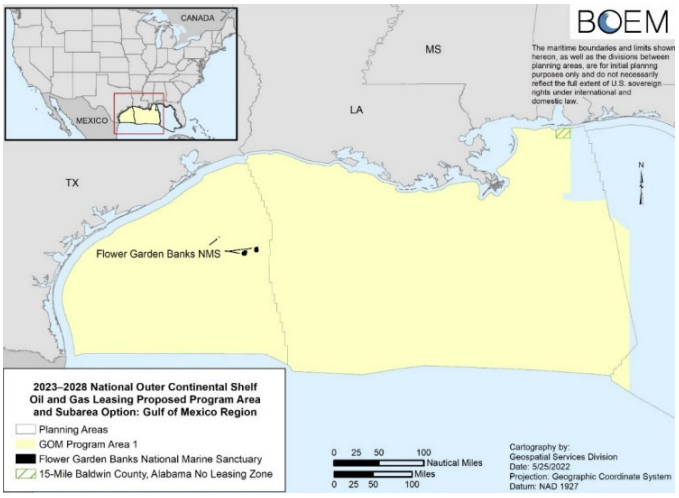
La Commissione europea ha dato il via libera alla fusione tra PKN Orlen, società polacca di raffinazione del petrolio e rivenditore al dettaglio (27,5% di proprietà statale) e Grupa Lotos (53,2% di proprietà statale). In precedenza, le due società avevano firmato un piano di fusione che prevedeva il trasferimento delle attività di Lotos a PKN Orlen. In cambio di una quota detenuta in Grupa Lotos, i suoi attuali azionisti riceveranno 1.075 azioni della PKN Orlen allargata. L'operazione, che dovrebbe concludersi nell'agosto 2022, è subordinata all'approvazione del rapporto di cambio e di altre condizioni di fusione da parte degli azionisti di entrambe le società. In una fase successiva, PKN Orlen fusa con Grupa Lotos dovrebbe essere combinata con la compagnia petrolifera e del gas nazionale polacca PGNiG.

PKN Orlen è attiva nella produzione di petrolio, nei trasporti (gestisce 1.900 km di oleodotti in Polonia, di cui 930 km per petrolio greggio e 960 km per prodotti petroliferi), nella raffinazione (16 Mt/anno con la raffineria Plock e 53% di partecipazione indiretta nella Raffineria di Danzica da 10,5 Mt/anno di Grupa Lotos), nella vendita di prodotti petroliferi all'ingrosso (15 Mt venduti in Polonia nel 2020) e al dettaglio (1.830 stazioni di servizio, ovvero 1/4 del mercato a marzo 2021, più 700 stazioni detenute da Grupa Lotos (9 %).

Grupa Lotos opera nelle attività di upstream petrolifero in Polonia (61 mboe di riserve e produzione di 20 kb/g di idrocarburi nel 2020, di cui 5,3 in Polonia), Norvegia e Lituania, nonché nella raffinazione e distribuzione; possiede inoltre e gestisce una raffineria a Danzica con una capacità di 10,5 Mt/anno.

Gli Stati Uniti annunciano un nuovo piano per il leasing offshore di petrolio e gas

L'amministrazione statunitense ha pubblicato un piano quinquennale per il leasing offshore di petrolio e gas, invitando tutte le parti interessate a presentare le proprie osservazioni.
Si tratta di dieci potenziali vendite nel Golfo del Messico e una nella baia di Cook al largo dell'Alaska centro-meridionale. Il programma proposto elimina le acque federali al largo delle coste dell'Atlantico e del Pacifico. Comprende anche un'opzione per il paese di non effettuare vendite.
Il Draft Proposed Program (DPP) pubblicato nel 2018 dalla precedente amministrazione ha proposto 47 vendite di locazione in 25 delle 26 aree di pianificazione dell'OCS.



CARBONE

La produzione di carbone termico dell'Australia aumenterà del 4,3% all'anno

Secondo il Ministero dell'Industria si prevede che le esportazioni di carbone termico dell'Australia aumenteranno del 2,5% all'anno tra il 2020-21 e il 2023-24 a 207 Mt. Parallelamente, la produzione di carbone termico dovrebbe aumentare del 4,3%/anno nello stesso periodo a 257 Mt nel 2023-24.
Le esportazioni di GNL dovrebbero crescere dell'1,2%/anno tra il 2020-21 e il 2023-24 a 80 Mt, mentre la produzione di gas naturale dovrebbe aumentare dell'1,8%/anno nello stesso periodo a 159 miliardi di metri cubi nel 2023-24.
Le esportazioni di greggio aumenterebbero dello 0,6%/anno tra il 2020-21 e il 2023-24 a 280 kb/g in un contesto di produzione stagnante (+0,2%/anno tra il 2020-21 e il 2023-24 a 336 kb/g). Infine, le esportazioni di uranio dovrebbero diminuire del 2,3%/anno tra il 2020-21 e il 2023-24 a 5,5 kt, mentre la produzione dovrebbe crescere dello 0,2%/anno a 5,5 kt.

I paesi del G7 accettano di eliminare gradualmente la generazione a carbone

Il G7, che comprende Germania, Gran Bretagna, Francia, Italia, Giappone, Canada e Stati Uniti, ha deciso di eliminare gradualmente la generazione a carbone, ma non ha fissato una data o un anno specifico per farlo. Questo è il primo impegno preso dal G7, come gruppo, per smettere di usare l'energia a carbone. Il ministro giapponese dell'Economia, del Commercio e dell'Industria ha anche annunciato che il Giappone ridurrà il per quanto possibile la sua dipendenza dalla generazione a carbone, con piani per eliminare gradualmente le centrali a carbone inefficienti verso il 2030. Il G7 ha anche deciso di decarbonizzare i propri settori energetici entro il 2035, e di interrompere il finanziamento pubblico per i progetti di combustibili fossili all'estero entro la fine del 2022, tranne in alcune circostanze. Inoltre, i paesi del G7 si sono impegnati a porre fine ai sussidi per i combustibili fortemente inquinanti entro il 2025.

La Romania punta a eliminare il carbone entro il 2030 anziché nel 2032

Il governo rumeno mira a eliminare gradualmente il carbone entro il 2030, due anni prima dell'obiettivo originale fissato per il 2032 annunciato nel 2021. Questo annuncio arriva quando alcuni paesi europei stanno temporaneamente ritirando gli impegni sul carbone per mantenere la sicurezza energetica nel bel mezzo del crisi energetica creata dalla guerra in Ucraina. In un apparente spostamento verso altre fonti, la decisione della Romania di anticipare l'uscita dal carbone arriva poche settimane dopo che il parlamento del paese ha approvato una legislazione che ridurrà le tasse sulle entrate future dei progetti di gas offshore. Bucarest spera di avviare investimenti al largo della costa del Mar Nero, dove si stima che si trovino circa 200 miliardi di metri cubi di gas naturale.
Nel 2020, il carbone rappresentava il 15% della capacità installata totale della Romania e il 17% della sua produzione di energia, mentre il gas rappresentava il 6% della capacità installata del paese e il 17% della sua produzione di energia. Poiché il settore del carbone sta diventando meno redditizio nell'Unione europea, solo una manciata di paesi europei prevede di eliminare gradualmente il carbone dopo il 2030: Bulgaria, Croazia, Slovenia e Cechia.

La Germania assegna 1 GW di contratti per la chiusura anticipata di una centrale elettrica a carbone

L'agenzia di rete federale tedesca (Bundesnetzagentur o BNetzA) ha pubblicato i risultati della quinta gara per la chiusura anticipata di centrali elettriche a carbone fossile e a lignite su piccola scala ai sensi della legge sulla cessazione della produzione di energia da carbone. L'asta per 1.223 MW di capacità a carbone è stata sottoscritta e sono state selezionate 6 offerte per un totale di 1.016 MW, con prezzi compresi tra 0 €/MW e 107.000 €/MW (valore medio ponderato per l'aggiudicazione di 45.000/MW). Le 6 centrali elettriche a cui è stato assegnato un contratto per l'eliminazione completa entro maggio 2024 includono l'unità RDK-7 da 517 MW di EnBW a Karlsruhe e l'unità 8 da 435 MW di GKM a Mannheim, insieme a quattro unità più piccole (25 MW, 20 MW, 16 MW e 2 MW) gestite da società industriali. Fino a giugno 2024 si terranno altri due round.

La produzione di carbone di Coal India è aumentata del 4,5% nel 2021-2022

Il gruppo minerario statale Coal India ha pubblicato i suoi risultati annuali, mostrando un aumento delle entrate e della produzione di carbone per l'esercizio 2021-2022. Il reddito totale di Coal India è aumentato del 21%, raggiungendo 14,6 miliardi di dollari USA nell'esercizio 2021-2022 contro 12,1 miliardi di dollari USA dell'anno precedente. Anche la produzione di carbone grezzo della società è aumentata del 4,5%, raggiungendo 623 Mt nell'esercizio 2022.
Coal India prevede inoltre di aprire una delle più grandi miniere di carbone del paese nel trimestre ottobre-dicembre 2022. La miniera di Siarmal, situata nello stato di Odisha (India orientale), inizierà a produrre 2-5 Mt/anno e aumenterà la sua capacità produttiva di 50 Mt/anno in 5-7 anni.
Questo annuncio arriva mentre l'India sta attualmente attraversando un'importante carenza di carbone nazionale e lotta per tenere il passo con un'impennata della domanda di energia. Il carbone è una delle principali fonti di energia in quanto domina il mix elettrico dell'India, raggiungendo il 73% dei 1.600 TWh di produzione di energia del paese nel 2020.
Nel novembre 2021 la COP26 si era conclusa con un accordo di compromesso sul clima, che riconosce la necessità di ridurre le emissioni globali di CO_2 del 45% entro il 2030 rispetto al livello del 2010 e di azzerarle entro il 2050 per limitare l'allerta globale a 1,5°C. Il cosiddetto patto per il clima di Glasgow invita le parti ad accelerare lo sviluppo, la diffusione delle tecnologie e l'adozione di politiche per la transizione verso sistemi energetici a basse emissioni.

RINNOVABILI

Enel avvia la realizzazione in Perù di due progetti eolici e solari per un totale di 300 MW

Enel ha avviato la realizzazione di due progetti di energia rinnovabile in Perù, ovvero l'ampliamento da 177 MW dell'impianto eolico di Wayra I e il progetto solare Clemesi da 123 MW. Il progetto di espansione di Wayra I, situato nel dipartimento di Ica, prevede un investimento di 189 milioni di dollari e l'installazione di 30 turbine eoliche da 5,9 MW ciascuna. Il progetto solare Clemesi da 123 MW è in costruzione nel dipartimento di Moquegua per un costo di 78 milioni di dollari. Entrambi i progetti dovrebbero essere commissionati nel 2023.
Il Piano Energetico Nazionale 2014-2025 fissa un obiettivo di rinnovabili del 60% nella fornitura di energia primaria nel 2025, di cui il 54% da idroelettrico e il 6% da altre rinnovabili (dal 12% nel 2020). La capacità installata totale si attestava a fine 2020 a 15,3 GW, di cui termica per il 60% (petrolio 34%, gas 24%), idroelettrica per il 36%, eolica e solare per il 2%.

Il Portogallo prevede di aggiudicare 6-8 GW di progetti eolici offshore nel 2023

Il Portogallo intende raddoppiare la capacità della sua prima asta per progetti eolici offshore a 6-8 GW. La gara per tre aree di produzione al largo della costa portoghese è prevista per il 2023. Nel marzo 2022, il Ministero dell'Ambiente e della Transizione Energetica del Portogallo aveva presentato i piani per mettere all'asta tra giugno e settembre 2022 dei progetti eolici galleggianti con una capacità totale di 3-4 GW che potrebbero entrare in servizio già nel 2026. Il paese ha attualmente solo 25 MW di capacità eolica offshore. La capacità installata del Portogallo (21,4 GW a fine 2021) è dominata dall'idroelettrico (33%), seguito da eolico (26%), gas (23%) e solare (8%). Il NECP 2030 del Portogallo fissa un obiettivo del 47% del contributo delle FER nel consumo finale di energia (da circa il 30% nel 2020). Il Paese, che ha eliminato gradualmente la generazione a carbone nel 2021, attualmente genera circa il 60% della sua elettricità da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, eolica e solare) e prevede di raggiungere l'80% entro il 2030.

BTS Biogas consolida la propria presenza sul mercato francese con la costruzione di due nuovi impianti

BTS Biogas, leader tecnologico nello sviluppo e nella costruzione di impianti biogas e biometano, rafforza la propria presenza nel mercato francese con la costruzione di due nuovi impianti biogas in Bretagna e nell'Alta Francia.
L'azienda italiana ha siglato un accordo con Oudon Biogaz, società costituita da 72 aziende agricole del Dipartimento di Mayenne, per lo sviluppo di un progetto per la produzione di biogas agricolo nella Regione della Loira. A fine aprile, Oudon Biogas ha posato la prima pietra dell'impianto che sarà realizzato con le tecnologie di digestione anerobica di BTS Biogas, nel comune di Livré La Touche, vicino a Craon, ed entrerà in operatività nel 2023.
L'obiettivo di Oudon Biogaz è recuperare in modo sostenibile le oltre 140.000 tonnellate di effluenti prodotti nelle sue 72 fattorie, l'85% delle quali è costituito da sottoprodotti agricoli come liquame, letame e paglia, per generare 55 GWh di biometano l'anno, equivalenti al consumo di 9.000 famiglie nella zona di Craon. Potranno essere utilizzati anche scarti dei cereali e i sottoprodotti dell'agroindustria locale per alimentare l'impianto. Il biogas prodotto sarà immesso nella rete nazionale ed eviterà l'emissione in atmosfera di circa 14.000 tonnellate di CO2, equivalenti alle emissioni di gas serra generate da 5.500 automobili (con percorrenza media di 20.000 km/anno). Il digestato verrà, invece, utilizzato nei 7.700 ettari di campi delle aziende agricole di Oudon Biogaz. offrendo l'opportunità di ridurre l'impiego di fertilizzanti chimici. L'impianto di Oudon Biogaz non solo contribuirà al 25% della produzione di biogas nel Dipartimento di Mayenne, ma creerà anche 10 posti di lavoro.
BTS Biogas ha siglato un accordo anche con gli agricoltori delle Lisières de l'Oise, per lo sviluppo del progetto Biomethane du Vandy, presso Saint Etienne Roilaye, nell'Alta Francia. L'impianto biogas, che si prevede entrerà in esercizio nel 2023, sarà alimentato principalmente da insilato di mais, CIVE e polpa di barbabietola che permetteranno di generare circa 250 Nm3/h. L'impianto permetterà di produrre energia verde per 3.000 famiglie della zona, creerà 4 posti di lavoro diretti, offrirà un nuovo sbocco per i co-prodotti e renderà disponibile alle aziende agricole il digestato, un fertilizzante naturale con caratteristiche agronomiche in grado di sostituire i fertilizzanti chimici.

Il Brasile assegna 948 MW di progetti rinnovabili, inclusi 409 MW di biomassa

La Brazilian Power Trading Chamber (Ccee) ha assegnato 948 MW di contratti di fornitura nell'ambito della gara per le rinnovabili A4, di cui 409 MW di biomassa, 190 MW di idroelettrico, 183 MW di eolico, 166 MW di solare.
L'alimentazione, che alimenterà i distributori nel mercato regolamentato, dovrà iniziare il 1° gennaio 2026. I contratti aggiudicati rappresentano oltre 7 miliardi di BRL (1,5 miliardi di dollari USA) in investimenti futuri. La durata degli accordi di acquisto di energia (PPA) firmati dal Brasile è di 15 anni per l'eolico e il solare e di 20 anni per le altre fonti.
Le rinnovabili rappresentano il 73% della capacità installata del Brasile, con 143 GW, di cui 109 GW di idroelettrico (57%), 21 GW di eolico (11%) e 13 GW di solare (7%).

Lo stato di New York assegna 2,4 GW di capacità solare in 22 progetti

Il Governatore di New York ha annunciato i premi per 22 progetti su larga scala di energia solare e di accumulo da realizzare nello stato di New York (Stati Uniti), per un totale di 2,4 GW di capacità di energia solare e circa 160 MW di accumulo. Tra quelli con i più grandi progetti solari premiati, EDF Renewables svilupperà 3 progetti per un totale di 940 MW e 60 MW di storage, mentre Boralex svilupperà 5 progetti per un totale di 540 MW e 77 MW di storage.
L'iniziativa dovrebbe aumentare la quota di energie rinnovabili nel mix energetico dello stato a circa il 66%, vicino all'obiettivo di New York di raggiungere il 70% dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili entro il 2030 e sulla strada per una rete a emissioni zero entro il 2040.

La società spagnola Iberdrola investirà 3 miliardi di euro in idrogeno verde

L'azienda elettrica spagnola Iberdrola prevede di investire 3 miliardi di euro in idrogeno verde per accelerare il Green Deal europeo. L'azienda ha inaugurato a maggio 2022 un impianto di idrogeno verde per uso industriale a Puertollano (Spagna), destinato a produrre 3.000 t/anno di idrogeno verde.
Iberdrola investe anche nell'eolico offshore, in particolare in Germania, dove il gruppo spagnolo ha ottenuto il processo di approvazione per un progetto eolico offshore da 476 MW nell'aprile 2022 e gestisce già un altro impianto eolico da

Danimarca: CIP progetta un'isola artificiale dedicata alla produzione su larga scala di idrogeno verde

Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) prevede di costruire un'isola artificiale dedicata alla produzione su larga scala di idrogeno verde dall'eolico offshore nella parte danese del Mare del Nord. Il progetto, chiamato BrintØ, dovrebbe essere realizzato nella Dogger Bank, con 10 GW di eolico offshore, che sarà utilizzato principalmente per produrre circa 1 Mt/anno di idrogeno verde tramite power-to-X. La prima produzione è prevista nel 2030. L'idrogeno verde verrebbe esportato nell'UE nordoccidentale (ad es. Germania, Paesi Bassi, Belgio) attraverso 275 km di gasdotti offshore.

La società degli Emirati Arabi Uniti Masdar svilupperà 4 GW di energie rinnovabili in Azerbaigian

La società di energia rinnovabile degli Emirati Arabi Uniti Masdar ha firmato accordi con il Ministero dell'Energia dell'Azerbaigian per sviluppare progetti di energia rinnovabile con una capacità combinata di 4 GW nel paese. La società ha firmato due accordi di attuazione, uno relativo allo sviluppo di 1 GW di progetti eolici onshore e 1 GW di progetti solari fotovoltaici.
Il secondo accordo riguarda progetti integrati eolici offshore e idrogeno verde con una capacità di 2 GW. Secondo i termini degli accordi, Masdar può anche sviluppare ulteriori 6 GW per una seconda fase, portando la capacità totale di questi progetti a 10 GW. L'Azerbaigian collabora già con Masdar alla costruzione del progetto solare fotovoltaico Garadagh da 230 MW a Baku, che rappresenta un investimento di 200 milioni di dollari e dovrebbe essere completato entro il 2023.
La firma di tali accordi con Masdar potrebbe costituire un cambiamento nelle politiche dell'Azerbaigian verso le energie rinnovabili. Il Paese è ancora estremamente dipendente dal gas (94% del mix energetico nel 2020) e la sua capacità rinnovabile installata rimane ben al di sotto dell'obiettivo originario (solo 100 MW di eolico e solare installati a fine 2020 rispetto a un obiettivo di 1,4 GW).

RWE e Commerzbank partner per un progetto eolico offshore da 1 GW

RWE ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con la banca tedesca Commerzbank per creare un fondo (Green Mittelstand Fund) che consentirà alle medie imprese industriali di accedere all'energia generata dall'eolico offshore. Come parte dell'accordo, RWE costruirà e gestirà un impianto da 1 GW e possiederà il 51% del progetto. Il restante 49% sarà offerto alle medie imprese interessate a partecipare a questo Green Mittelstand Fund. Tali società avranno anche la possibilità di firmare accordi di acquisto di energia a lungo termine (PPA) con l'impianto offshore.
La Germania mira a raggiungere 30 GW di eolico offshore entro il 2030, 40 GW entro il 2035 e 70 GW entro il 2045. Nel 2021, il paese aveva 7,7 GW di capacità eolica offshore installata.

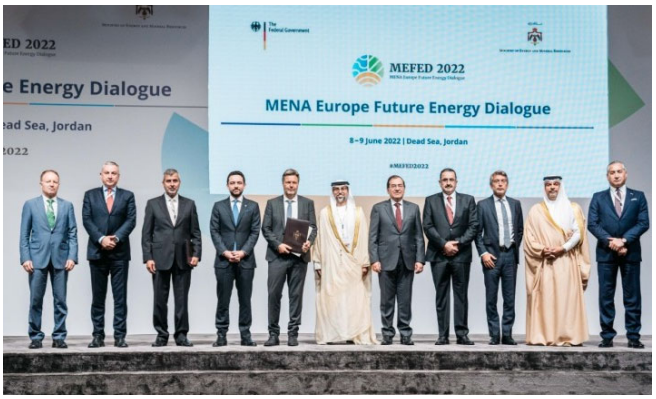
La prima energia eolica offshore in Francia prodotta nel parco di Saint-Nazaire

Il parco eolico offshore di Saint-Nazaire da 480 MW è stato collegato alla rete elettrica francese e ha prodotto la prima energia eolica offshore. Il parco, gestito da Eolien Maritime France (EMF, una joint venture tra EDF Renewables ed EIH, una sussidiaria delle società canadesi Enbridge e CPP Investments), sarà composto da 80 turbine eoliche, sufficienti a coprire il consumo interno annuo di 700.000 persone da alla fine del 2022. Finora sono già state installate 27 turbine.
EDF e i suoi partner stanno anche costruendo tre progetti eolici offshore in Francia, vale a dire 498 MW Fécamp (previsto nel 2023), 450 MW Courseulles-sur-Mer (2024) e 24 MW Provence Grand Large (Port Saint Louis du Rhône, 2023). Inoltre, nel 2019 è stato selezionato un consorzio di EDF, Innogy ed Enbridge per la realizzazione del progetto eolico offshore Dunkerque da 500 MW (previsto nel 2027).
La capacità eolica offshore della Francia è ancora all'inizio, ma il Paese prevede di raggiungere una capacità di 5 GW entro il 2028 (e 33 GW per l'eolico onshore, rispetto ai 18,8 GW nel 2021).

L'Ucraina prevede di costruire 7,1 GW di capacità rinnovabile, 750 MW di capacità di stoccaggio

Il Ministero dell'Energia ucraino ha annunciato i piani per costruire 7,1 GW di nuova capacità di energia rinnovabile e 750 MW di capacità di stoccaggio di primo stadio, oltre a passare a modelli di mercato dell'energia verde con particolare interesse per le aste "green".
L'Ucraina valuta anche la possibilità di esportazione di idrogeno (circa 10 GW) all'UE, che contribuirebbe alla trasformazione verde del paese. L'Ucraina ha recentemente ricevuto lo status di candidato all'UE e ha espresso l'intenzione di raggiungere gli obiettivi del Green Deal europeo contemporaneamente ad altri Stati membri. L'Ucraina non ha ancora dato un termine specifico per raggiungere questi obiettivi. Prima dell'inizio della guerra nel febbraio 2022, mirava al 25% della capacità installata rinnovabile entro il 2030, al 70% di energie rinnovabili nel mix energetico entro il 2050 e prevedeva di raggiungere la neutralità di carbonio entro il 2060.

Il governo tedesco sostiene H2-Industries nella fornitura di idrogeno pulito alla Germania



Alla conferenza sull'energia MENA Europe Future Energy Dialogue (MEFED) in Giordania, il ministro tedesco per gli affari economici e l'azione per il clima, Robert Habeck, ha incontrato il CEO di H2-Industries. Il governo tedesco ha deciso di facilitare il collegamento tra i fornitori di idrogeno in Germania e l'idrogeno prodotto da H2-Industries dai rifiuti organici nella regione MENA.

L'evento, tenutosi presso il King Hussein Bin Talal Convention Center, è stato ospitato dai governi giordano e tedesco dall'8 al 9 giugno. L'incontro ha avviato una cooperazione tra Medio Oriente, Nord Africa ed Europa, concentrandosi sul potenziale dell'idrogeno verde, dell'efficienza energetica, dell'innovazione e delle energie rinnovabili.

Riunendo 18 ministri e quasi 1.000 partecipanti provenienti da 40 paesi, inclusi funzionari di alto livello e rappresentanti di organizzazioni e aziende internazionali, l'evento ha evidenziato l'importanza dei partenariati energetici internazionali per facilitare l'importazione di idrogeno in Europa e, inoltre, fornire soluzioni per sfide economiche e amministrative che devono essere affrontate.

La quantità di idrogeno che sarà necessario importare in Europa entro il 2030 è attualmente stimata in più di 10 milioni di tonnellate all'anno. Per soddisfare questa domanda, i potenziali produttori di idrogeno e gli acquirenti devono essere riuniti per accelerare lo sviluppo delle capacità richieste. L'idrogeno potrà svolgere un ruolo chiave nella futura economia energetica globale. Pertanto, i governi europei devono comprendere l'importante contributo che le centrali termoelettriche possono svolgere in una rapida ed efficace riduzione del divario tra domanda e offerta di idrogeno, soprattutto nei prossimi dieci anni, oltre ai suoi benefici ambientali. I progetti di H2-Industries pianificati nella regione MENA saranno in grado di produrre nel 2030 fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di idrogeno pulito e potranno garantire nel futuro una fornitura costante di idrogeno pulito per la Germania e le sue industrie, molte delle quali sono già in fase di trasformazione da energia fossile a energia pulita.

L'idrogeno prodotto in queste centrali elettriche sarà immagazzinato in un vettore di idrogeno organico liquido (LOHC) che sarà trasportato in modo sicuro ed efficiente in Germania, dove lo utilizzeranno i fornitori industriali.

La Danimarca punta ad aumentare il suo obiettivo eolico offshore per il 2030 del 45% a 12,9 GW

Il governo danese sta valutando la possibilità di aggiungere ulteriori 4 GW di capacità eolica offshore entro la fine del decennio, aumentando l'obiettivo per il 2030 da 8,9 GW a 12,9 GW. Nel 2030, con 12,9 GW di capacità eolica offshore, la Danimarca produrrebbe 49,5 TWh/anno. Il governo avvierà degli studi su tutte le aree eoliche offshore conosciute, controllando con precisione se detengono almeno 6 GW. La capacità aggiuntiva sarà offerta se gli impianti non avranno un impatto negativo sulla finanza pubblica del Paese. I nuovi progetti dovrebbero fornire impianti power-to-X per la produzione di combustibili per aeromobili e trasporti pesanti.

Nel maggio 2022, Germania, Belgio, Paesi Bassi e Danimarca si sono impegnati a costruire almeno 150 GW di capacità eolica offshore nel Mare del Nord entro il 2050, ovvero ad aumentare di dieci volte la loro attuale capacità eolica offshore. Questi quattro paesi avevano 15,4 GW di capacità eolica offshore alla fine del 2021, con 7,7 GW in Germania, 2,9 GW in Danimarca, 2,5 GW nei Paesi Bassi e 2,3 GW in Belgio. La produzione di energia potrebbe essere utilizzata per alimentare 230 milioni di famiglie europee, ma potrebbe anche essere utilizzata per produrre idrogeno e combustibili verdi per l'industria pesante e i trasporti.

La Turchia assegna 850 MW di progetti eolici e 700 MW di progetti solari fotovoltaici nelle ultime gare di YEKA

Nella seconda tornata di gara del programma Renewable Energy Resources Zone (YEKA) 4 originariamente lanciato nel luglio 2021 sono stati assegnati 700 MW di progetti solari fotovoltaici da 1 GW. Il Ministero turco dell'energia e delle risorse naturali ha selezionato due progetti da 100 MW e 10 progetti con capacità installata di 50 MW ciascuno. I prezzi finali per i 12 progetti variavano da €2,8c/kWh a €3,4c/kWh. I progetti selezionati riceveranno garanzie di acquisto di energia di 15 anni. Nella prima parte della gara solare YEKA 4, nel mese di aprile, la Turchia ha selezionato tre progetti da 100 MW.

I tre sviluppatori hanno offerto € 2.2c/kW e € 2,5c/kW.

Nell'ultimo round del programma YEKA sono stati assegnati 20 progetti e 850 MW di capacità di energia eolica, distribuita tra 9 società turche. Eksim Enerji ha ricevuto 260 MW (6 progetti), Kalyon Enerji 160 MW (3 progetti), Kalen Enerji 100 MW (3 progetti) e Asiyan Enerji 170 MW (3 progetti). Altre cinque società condividono i restanti 160 MW tra 5 progetti.

L'offerta più bassa per tutti i progetti è stata fatta da Eksim Enerji, che ha offerto 2,2 centesimi di euro/kWh per un progetto da 70 MW nelle province di Karaman e Mersin. La stessa società ha anche fatto l'offerta più alta: €4,3c/kWh per un progetto da 30 MW nelle province di Siirt, Sirnak e Hakkari.

La Turchia possedeva 10,6 GW di capacità eolica installata nel 2021 (+20% rispetto al 2020) e produceva 31 TWh di energia eolica (+26% rispetto al 2020). Il Paese punta a produrre il 50% della propria elettricità da fonti rinnovabili nel 2023 (42% nel 2020).

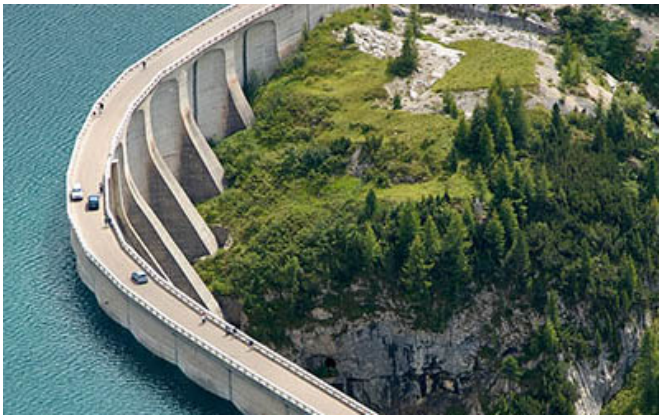
La Spagna prevede una gara di 5,8 GW di capacità di rete per le rinnovabili

Il Ministero spagnolo per la transizione ecologica e la sfida demografica (MITECO) ha pubblicato la bozza di decreto ministeriale per indire un'asta per assegnare 5,8 GW di capacità di rete a progetti di accumulo di energia e rinnovabili in 17 nodi della rete di trasmissione dell'energia elettrica dislocati in tutte le regioni del Spagna continentale.
Il testo è rimasto aperto alla consultazione pubblica fino al 24 giugno 2022. La capacità di ciascuno dei nodi sarà confermata una volta che l'operatore spagnolo del sistema di trasmissione dell'energia Red Electrica de Espana (REE) rilascerà il suo piano 2026 per la rete di trasmissione.
Nel 2021, le rinnovabili rappresentavano il 58% della capacità installata della Spagna, con 67 GW, di cui 28 GW di eolico (24%), 20 GW di idroelettrico (18%), 17 GW di solare (15%) e 1,4 GW di biomassa (1%).

La Cina lancia 2,4 GW di centrali elettriche di pompaggio nel Guangdong

Nella provincia meridionale cinese del Guangdong sono state messe in servizio due centrali idroelettriche a pompaggio con una capacità totale di 2,4 GW. Le stazioni di Meizhou e Yangjiang dovrebbero produrre 3,4 TWh/anno di elettricità quando entreranno in piena attività. L'investimento totale per la costruzione di queste due centrali è stato di circa 15 miliardi di yuan (o 2,24 miliardi di dollari). Con tre unità da 400 MW ciascuna, sono attualmente le centrali di pompaggio con la più grande capacità di una singola unità in Cina.
Con l'aggiunta di queste due centrali elettriche, la capacità di pompaggio installata nella provincia del Guangdong ha superato i 10 GW. L'accumulo di pompaggio rappresenta solo circa l'1,4% della capacità installata totale del paese (circa 30 GW nel 2020), ma nel settembre 2021 la National Energy Administration cinese ha presentato un piano per espandere la capacità di accumulo di pompaggio a 62 GW nel 2025 e 120 GW in 2030.

La norvegese Statkraft prevede un'espansione di 630 MW nella centrale idroelettrica di Mauranger-2



La compagnia elettrica statale norvegese Statkraft ha inviato una richiesta di licenza alla Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) per modernizzare la centrale idroelettrica di Mauranger 2 (a Hardanger, Norvegia sudoccidentale) e aumentare la sua capacità da 250 MW a 880 MW, sufficiente per aggiungere 70 -80 GWh/anno di produzione di energia. La costruzione delle nuove infrastrutture potrebbe iniziare nel 2026 e l'ammodernamento renderebbe l'impianto di Mauranger 2 il quinto più grande della Norvegia in termini di capacità.
L'energia idroelettrica rappresentava circa il 90% del mix energetico di Statkraft nel 2021. L'azienda ha una capacità di generazione di energia installata consolidata di 18,7 GW e mira a sviluppare 9 GW di capacità rinnovabile (idro, eolico e solare) entro il 2025, con uno sviluppo annuale tasso di 2,5-3 GW/anno. Nel complesso, l'energia idroelettrica ha rappresentato il 92% della produzione di energia elettrica della Norvegia e l'86% della sua capacità installata nel 2020.

L'India terrà delle gare per 12 GW di eolico offshore

L'India terrà gare d'appalto per 12 GW di capacità eolica offshore nei prossimi tre anni (2022-2024). La prima offerta, per la locazione di 4 GW di blocchi di energia eolica offshore nello stato del Tamil Nadu, sarà emessa nei prossimi 3-4 mesi (entro ottobre 2022). Altre due offerte da 4 GW saranno emesse nel 2023 e nel 2024 per progetti in Tamil Nadu e Gujarat. Successivamente verranno emesse offerte da 5 GW ogni anno per un periodo di cinque anni (dal 2025 al 2030). La gara per i primi 12 GW sarà condotta in una fase singola con procedura di offerta a due buste, dove gli offerenti saranno valutati in base alle loro capacità tecnico-commerciali, e solo gli offerenti tecnicamente qualificati procederanno alla valutazione finanziaria.
L'India non possiede attualmente capacità eoliche offshore, ma prevede di raggiungere una capacità di 30 GW entro il 2030. La capacità eolica onshore, invece, è stata di 40 GW nel 2021 (9% della capacità del Paese).

La Cina punta al 33% dell'elettricità generata da fonti rinnovabili entro il 2025

La Cina punta a raggiungere il 33% dell'elettricità generata da fonti rinnovabili entro il 2025, contro il 28,8% nel 2020, secondo il nuovo "piano quinquennale" della National Development and Reform Commission (NDRC) per il settore delle rinnovabili. Entro il 2025 il consumo totale di energie rinnovabili del Paese dovrebbe raggiungere 1 Gtce, ovvero il 20% del consumo totale di energia in Cina, (contro il 15,4% nel 2020). La Cina si è anche impegnata a raddoppiare la sua capacità eolica e solare a 1.200 GW entro il 2030. L'NDRC prevede che le rinnovabili rappresenteranno oltre il 50% della crescita del nuovo consumo di energia nel periodo 2021-2025. Con tutto ciò, la Cina prevede di costruire in questo periodo anche impianti a combustibili fossili poiché il paese attualmente dà priorità alla sicurezza energetica. La Cina prevede di raggiungere il picco delle emissioni di gas serra (GHG) prima del 2030 e iniziare a ridurre il consumo di carbone nel 2026. Tuttavia, nel frattempo, potrebbe mettere in funzione fino a 150 GW di nuova capacità elettrica a carbone. Nel 2021, la capacità installata di energia rinnovabile in Cina ha superato i 1.000 GW (di cui 391 GW per l'idroelettrico, 328 GW per l'eolico e 307 GW per il solare) e la produzione di energia da fonti rinnovabili ha raggiunto i 2.335 TWh.

SSE Renewables presenta domanda per un progetto eolico offshore da 800 MW in Irlanda

La società britannica SSE Renewables ha presentato una domanda al governo irlandese per un Maritime Area Consent (MAC) finalizzato allo sviluppo della fase 2 da 800 MW del suo progetto di energia eolica offshore di Arlow Bank, situato da 6 a 13 km a est della città di Arklow in Co Wicklow (Irlanda orientale). Lo sviluppo si baserà sulle sette turbine eoliche GE esistenti. Il progetto dovrebbe richiedere un investimento fino a 2,5 miliardi di euro e dovrebbe fornire energia entro il 2028, con il completo completamento nel 2029. SSE Renewables ha appena ricevuto il permesso dall'ente di pianificazione nazionale irlandese An Board Pleanàla per sviluppare l'infrastruttura della rete terrestre necessaria per collegare il progetto di fase 2 di Arlow Bank alla rete di trasmissione irlandese.

Il progetto contribuirà all'obiettivo dell'azione per il clima irlandese di raggiungere almeno 5 GW di capacità eolica offshore e il 70% dell'energia generata da fonti rinnovabili entro il 2030. Nel 2021, l'Irlanda aveva solo 25 MW di capacità eolica offshore installata (contro 4,3 GW di eolico a terra).

ENERGIA ELETTRICA

La Cina completa la linea di trasmissione UHVDC Baihetan-Jiangsu da 8 GW

La rete statale dell'operatore del sistema di trasmissione dell'energia (TSO) cinese ha completato la costruzione del progetto di trasmissione di energia a corrente continua ad alta tensione (UHVDC) Baihetan-Jiangsu 800 kV. Il progetto della linea di trasmissione di 2.080 km, la cui costruzione è iniziata alla fine del 2020, trasmetterà energia idroelettrica dalla centrale elettrica di Baihetan da 16 GW nella provincia di Sichuan alla provincia di Jiangsu, a partire da fine giugno 2022. Il progetto entrerà in piena attività entro la fine del 2022 e raggiungerà una capacità 8 GW, oltre a fornire oltre 31 TWh/anno di elettricità.

La Cina sta studiando molti altri progetti di linee elettriche UHV per il collegamento della parte occidentale con la parte orientale più popolosa del paese. Questi progetti dovrebbero raggiungere una capacità totale di 56 GW entro il 2025.

Il Celtic power interconnector Irlanda - Francia ottiene l'approvazione irlandese

An Bord Pleanála, l'ente nazionale di pianificazione indipendente irlandese, ha approvato il progetto di interconnessione Celtic tra Irlanda e Francia, a una serie di condizioni. La linea HVDC da 1 miliardo di euro, che avrebbe una capacità di 700 MW, è sviluppata dall'operatore del sistema di trasmissione di energia irlandese EirGrid con la sua controparte francese RTE. La linea collegherebbe la sottostazione di Knockraha vicino a Cork (Irlanda) alla sottostazione di La Martyre in Bretagna (Francia) per oltre 575 km, di cui 500 sottomarini.

Nel 2019, un accordo di finanziamento nell'ambito del programma della Commissione europea del *Meccanismo per collegare l'Europa (CEF)* ha assegnato al progetto un finanziamento di 530 milioni di euro. Nel luglio 2021, EirGrid ha presentato la domanda di pianificazione ad An Bord Pleanála per la parte irlandese on-shore del Celtic Interconnector, a seguito di una serie di valutazioni tecniche, consultazioni e coinvolgimento con la comunità locale avvenute negli anni precedenti. La richiesta di pianificazione includeva un rapporto completo di valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e una dichiarazione di impatto sulla natura. I lavori di costruzione inizieranno nel 2023 e il progetto dovrebbe essere commissionato nel 2026.

RWE acquista la centrale elettrica Magnum CCGT da 1,4 GW di Vattenfall

Il gruppo energetico tedesco RWE e la società elettrica svedese Vattenfall hanno concordato l'acquisizione da parte di RWE della centrale a gas Magnum da 1,4 GW di Eemshaven (Paesi Bassi) per 500 milioni di euro al 30 settembre 2022. La centrale elettrica Magnum è composta da tre centrali a ciclo combinato commissionate nel 2013 ed è "hydrogen-ready", il che significa che può essere reso tecnicamente idoneo a funzionare parzialmente o addirittura completamente ad idrogeno. L'accordo Vattenfall-RWE comprende anche un parco solare con una capacità di 5,6 MW (circa 18.000 pannelli solari) che si trova sul terreno della centrale elettrica Magnum.

Il progetto dell'interconnessione elettrica Iraq-Arabia Saudita va avanti

Il Ministero dell'Elettricità iracheno (MOE) ha avviato la realizzazione di stazioni di interconnessione con l'Arabia Saudita e la determinazione dei percorsi delle linee di trasmissione. Nel gennaio 2022, Iraq e Arabia Saudita hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per collegare le reti elettriche dei due paesi. La prima fase del progetto di interconnessione dovrebbe avere una capacità di 1 GW e potrebbe essere operativa a partire dal 2023 o 2024.
Nel settembre 2020, l'Iraq ha raggiunto un accordo con la Giordania per collegare le proprie reti elettriche e la Giordania ha accettato di fornire all'Iraq 1 TWh/anno a partire da dicembre 2022. I due paesi potrebbero aumentare gli scambi in una fase successiva.
Nel 2020, l'Iraq ha importato 11,8 TWh di elettricità, principalmente dall'Iran, rappresentando il 26% del consumo energetico del Paese.

La CRE francese propone di aumentare dell'8% le vendite di energia elettrica di EDF nell'ambito di ARENH nel 2023

Per limitare l'aumento dei prezzi dell'elettricità, la Commissione francese per la regolamentazione dell'energia (CRE) ha raccomandato al governo di fissare la quantità di energia nucleare che EDF venderà ai concorrenti nel 2023 nell'ambito del regime ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) a 130 TWh rispetto ai 120 TWh del 2022, a un prezzo di 49,5 €/MWh - a fronte di un price cap di 42-46,2/MWh del 2022. La legge ARENH (2010) obbliga EDF a vendere parte della propria produzione nucleare (fino a 100 TWh/anno, ovvero circa un quarto della sua produzione) a fornitori alternativi sul mercato all'ingrosso a un prezzo regolamentato ("prezzo ARENH"), fissato dalla CRE a 42 €/MWh dal 2012. All'inizio di dicembre 2021, la CRE ha ricevuto richieste per 160 TWh di produzione di energia nucleare nell'ambito del meccanismo ARENH da fornitori alternativi per il 2022, il 10% in più rispetto all'anno precedente (146 TWh).
Nel gennaio 2022, il governo francese ha costretto EDF a vendere ulteriori 20 TWh di produzione di energia nucleare nel 2022 nell'ambito dell'ARENH a fornitori alternativi a 46,2 €/MWh per limitare l'aumento delle tariffe elettriche. Inoltre, le autorità hanno rinviato in un periodo di 12 mesi a decorrere dal 1° febbraio 2023 una quota parte dell'aumento tariffario 2022, applicabile ai clienti a tariffa regolata residenziale, nonché a tutti i clienti professionali ubicati nella zona non - zone interconnesse, per limitare al 4% l'aumento tariffario di febbraio 2022.

Prosegue l'interconnessione elettrica da 3 GW Egitto-Arabia Saudita

La Saudi Electric Company (SEC) e l'Egyptian Electricity Transmission Corporation (EETC) hanno assegnato un contratto quadriennale a SNC-Lavalin per gestire e supervisionare la progettazione e l'esecuzione del progetto delle reti elettriche Saudi-Egitto, una proposta di 1.300 km di interconnessione elettrica tra Il Cairo (Egitto), Tabuk (Arabia Saudita) e Medina (Arabia Saudita). Si prevede che la linea di corrente continua ad alta tensione (HVDC) da 1,8 miliardi di dollari consentirà lo scambio fino a 3 GW di elettricità nelle ore di punta. Nell'ottobre 2021, gli sviluppatori del progetto hanno assegnato a Prysmian Group un contratto da 221 milioni di euro (240 milioni di dollari USA) per un sistema di cavi terrestri e sottomarini HVDC da ±500 kV che collegherebbe i paesi del Consiglio di cooperazione del Golfo (GCC) con il continente africano. La consegna e la messa in servizio del progetto sono previste per il 2024.

Il Brasile fissa il prezzo per la privatizzazione della sua società elettrica statale Eletrobras

Nel processo di privatizzazione della società elettrica statale Eletrobras il governo brasiliano ha fissato il prezzo di 9,4 USD per azione per un'offerta di quasi 628 milioni di nuove azioni e circa 70 milioni di azioni già esistenti. Il governo potrebbe quindi raccogliere dall'operazione fino a 5,9 miliardi di dollari. La partecipazione del governo brasiliano a Eletobras dovrebbe scendere dal 72% a circa il 45%. Sono escluse dal processo di privatizzazione due affiliate di Eletrobras: la società nucleare brasiliana Eletronuclear e la sua partecipazione del 50% nella centrale idroelettrica di Itaipu da 14 GW condivisa con il Paraguay. Nel marzo 2022, la società ha pubblicato i risultati del 2021, registrando un utile netto di 1,2 miliardi di dollari USA. Eletrobras è responsabile del 28% della produzione di elettricità del Brasile, con una capacità installata di 50.515 MW. Nel segmento della trasmissione, la società detiene circa il 40% delle linee di trasmissione del Paese.

Energia nucleare

NuScale firma un accordo con Nuclearelectrica per un SMR da 462 MW in Romania

NuScale ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con la società nucleare statale rumena Nuclearelectrica per condurre studi di ingegneria, revisioni tecniche e attività di licenza e autorizzazione in un sito a Doicesti (Romania), scelto per la costruzione di un reattore nucleare di piccole dimensioni (SMR) con una capacità di 462 MW. L'Agenzia per il commercio e lo sviluppo degli Stati Uniti (USTDA) ha assegnato una sovvenzione a Nuclearelectrica all'inizio del 2021 per condurre uno studio per identificare e valutare diversi siti in tutta la Romania, compresi i luoghi in cui le centrali elettriche a carbone esistenti potrebbero essere sostituite con impianti SMR.
La Romania ha due reattori nucleari da 650 MW in funzione nel sito di Cernavoda che utilizzano la tecnologia canadese dell'acqua pesante (Candu); sono stati commissionati rispettivamente nel 1996 e nel 2007. Il nucleare rappresenta il 7% della capacità installata del paese e il 20% della sua produzione di energia (2020).

La Cechia garantisce una maggiore durata al reattore nucleare Temelin 2 di ČEZ

L'Ufficio statale ceco per la sicurezza nucleare (SÚJB) ha concesso a ČEZ una licenza per continuare a far funzionare il reattore nucleare Temelín 2. Il reattore ha funzionato per 20 anni e ČEZ spera in almeno altri 40 anni di funzionamento. La centrale nucleare di Temelin comprende due reattori ad acqua pressurizzata (PWR) VVER-1000 a Temelín, unità progettate dalla russa Gidropress, che sono state messe in servizio nel 2000 e nel 2002. Inizialmente avevano capacità di generazione di 963 MW e 930 MW ma dopo numerosi aggiornamenti e miglioramenti hanno ora genera 1027 MW e 1029 MW.

Il tribunale distrettuale giapponese ordina la sospensione della centrale di Hokkaido

Il tribunale distrettuale di Sapporo ha ordinato alla Hokkaido Electric Power Company (HEPC) di lasciare offline i reattori della sua centrale nucleare di Tomari, in risposta a una richiesta di 1.200 cittadini che vivono nell'area intorno che, in un esposto, si erano detti preoccupati per il fatto che non ci siano garanzie sufficienti per proteggere l'impianto nucleare dai disastri naturali.
Con una capacità complessiva di 2 GW, la centrale di Tomari rappresentava circa il 40% del fabbisogno energetico nella regione di Hokkaido prima della crisi del 2011. Ma l'interruzione dell'attività dell'impianto non pone gravi problemi alla rete elettrica locale, anche per l'entrata in funzione di nuovi impianti termici. I reattori erano stati messi fuori servizio tra aprile 2011 e maggio 2012 per essere ispezionati e avrebbero dovuto riavviarsi nel 2013, ma sono rimasti fermi a seguito delle regole più severe dell'Autorità di regolamentazione nucleare, introdotte dopo il disastro di Fukushima nel 2011.
La dipendenza del Giappone dall'energia nucleare è crollata dal 2011, scendendo dal 25% del mix energetico nel 2010 all'1% nel 2015 e tornando al 4% nel 2020 (quota stimata del 10% nel 2021). Prima dell'incidente c'erano 54 reattori distribuiti su 17 centrali elettriche; da allora sono stati riavviati solo 12 reattori.

Gli Stati Uniti rappresentano il 31% dell'elettricità generata dal nucleare nel mondo

Gli Stati Uniti generano la maggior parte dell'elettricità dal nucleare a livello globale. Le centrali nucleari producono quasi 790.000 GWh che rappresentano il 31% della produzione mondiale. Malgrado le critiche gli USA considerano l'energia nucleare una fonte di energia pulita continuando ad investire in questa risorsa.

Quindici Paesi producono oltre il 90% dell'energia nucleare mondiale. Quindici nazioni rappresentano circa 2.345 milioni di GWh del totale mondiale di circa 2.553 milioni GWh di elettricità generata dal nucleare. Gli Stati Uniti sono in testa e la produzione di energia nucleare soddisfa oltre il 50% del fabbisogno di elettricità pulita. Il paese ha recentemente esteso la vita lavorativa di 88 dei suoi reattori attivi. Tale estensione li vedrà rimanere operativi fino al 2040. La Cina è seconda con una produzione di quasi 345.000 GWh di elettricità nucleare. Questa cifra ammonta a circa il 13,5% del totale mondiale e sta aumentando gli investimenti in linea con i suoi obiettivi di sostenibilità. Prevede di commissionare 150 nuovi reattori prima del 2035 a oltre $ 400 miliardi.

La Francia è il paese con la più alta dipendenza dall'energia nucleare

I paesi europei fanno più affidamento sull'energia nucleare rispetto ai paesi negli altri continenti. I dati dell'AIEA mostrano che la Francia ha la più alta dipendenza da questa forma di energia. Fino al 71% dell'elettricità francese proviene da fonti nucleari, che spiega il suo sostegno a questa fonte di energia. È interessante notare che alcuni paesi con la più alta dipendenza dall'energia nucleare non sono i suoi maggiori produttori. Tra questi la Slovacchia che, sebbene produca appena l'1% del totale mondiale, il 54% dell'elettricità del Paese proviene dal nucleare.

Gli Stati Uniti, nonostante siano il più grande produttore mondiale, sono al diciassettesimo posto a livello globale in termini di dipendenza dall'energia nucleare.

EMISSIONI CO_2

Il Regno Unito lancia una gara di licenze per lo stoccaggio di CO_2

La North Sea Transition Authority (NSTA) del Regno Unito ha lanciato il primo ciclo di una gara di licenze per lo stoccaggio di CO_2 in 13 aree lungo le coste orientali scozzesi e inglesi e nel Mare d'Irlanda. Si prevede che queste aree di stoccaggio del carbonio contribuiranno all'obiettivo del Regno Unito di immagazzinare da 20 a 30 $MtCO_2$ entro il 2030 e raggiungere lo zero netto di carbonio entro il 2050. L'NSTA prevede che questo round sia il primo di una serie di gare stimando che potrebbero essere necessari fino a 100 depositi di CO_2 per raggiungere gli obiettivi del paese. Le candidature saranno aperte fino al 13 settembre 2022 e gli offerenti saranno valutati in base a criteri tecnici e finanziari. Le nuove licenze saranno assegnate all'inizio del 2023 e la prima iniezione di CO_2 dovrebbe avvenire a 4- 6 anni dopo l'assegnazione.

L'NSTA è l'autorità di rilascio delle licenze per le industrie britanniche di stoccaggio di petrolio, gas e carbonio nel Mare del Nord e si impegna a sostenere le industrie per dimezzare le emissioni a monte entro il 2030.

Nel 2021, le emissioni di gas serra (GHG) del Regno Unito sono aumentate del 4,7% a 424,5 $MtCO_2eq$ e le emissioni di CO_2 sono aumentate del 6,3% nel 2021 a 341,5 $MtCO_2eq$.

Nonostante questo aumento annuale, le emissioni totali di gas a effetto serra sono state inferiori del 5,2% rispetto al 2019 e del 47,3% rispetto al 1990.

L'Australia aggiorna l'NDC e aumenta l'obiettivo di riduzione delle emissioni al 43% entro il 2030

L'Australia ha innalzato l'obiettivo di riduzione delle emissioni di carbonio per il 2030 al 43% entro il 2030 (rispetto ai livelli del 2005), nei confronti del precedente obiettivo compreso tra il 26% e il 28%. Le emissioni di gas serra (GHG) si sono attestate a 621 $MtCO_2eq$ nel 2005, il che porterebbe a una riduzione delle emissioni a 354 $MtCO_2eq$ nel 2030, rispetto ai 488 $MtCO_2eq$ nel 2021.

Il nuovo governo ha presentato all'UNFCCC il contributo aggiornato determinato a livello nazionale (NDC) dell'Australia e ha ribadito l'impegno del paese a raggiungere emissioni nette zero entro il 2050. Questo obiettivo aggiornato mette il paese più in linea con le altre nazioni dell'OCSE.

Le capacità rinnovabili dell'Australia sono aumentate rapidamente, in particolare il solare (moltiplicato per 8 in 10 anni raggiungendo 19 GW nel 2021) e l'eolico (moltiplicato per 4 raggiungendo 9 GW). Le energie rinnovabili (comprese l'energia idroelettrica e la biomassa) rappresentavano il 45% della capacità installata totale del Paese, ma solo il 27% della sua produzione di energia nel 2021 (il carbone rappresenta ancora il 53% della produzione di energia). L'Australia rimane anche il più grande esportatore mondiale di carbone e GNL (rispettivamente 364 Mt e 106 miliardi di metri cubi nel 2021).

Il Parlamento europeo respinge una riforma dell'EU ETS

Il Parlamento europeo ha respinto una proposta di riforma per ampliare e rivedere il sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea (EU ETS), che mirava a ridurre le emissioni di gas serra nei settori coperti dall'ETS (industria chimica, produzione di energia, settore della carta, cemento, acciaio) nel 2030 del 63% rispetto ai livelli del 2005. Di conseguenza, le votazioni relative alla creazione del meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM, ovvero una tassa sul carbonio per le materie prime e l'elettricità importate) e il Fondo per il clima sociale, che utilizzerebbe i proventi dell'ETS dell'UE per assistere la popolazione vulnerabile, sono stati rinviati a nuovo avviso. Tuttavia, i membri del Parlamento hanno approvato l'estensione dell'ETS dell'UE al settore aeronautico e marittimo. Hanno inoltre approvato la creazione di un secondo mercato del carbonio per i veicoli pesanti e gli edifici per uffici, riducendo l'ambito della proposta che includeva i trasporti e l'edilizia abitativa privata.
Il Parlamento Europeo ha inoltre approvato la proposta della Commissione Europea per raggiungere la mobilità a zero emissioni nette entro il 2035 con una revisione degli standard sulle emissioni di CO_2 per le nuove autovetture e per i veicoli commerciali leggeri. Gli obiettivi intermedi di riduzione delle emissioni per il 2030 sarebbero fissati al 55% per le auto e al 50% per i furgoni. I membri del parlamento hanno anche approvato un aumento dell'obiettivo UE 2030 per l'assorbimento netto di gas serra (GHG) nei settori dell'uso del suolo, dei cambiamenti nell'uso del suolo e della silvicoltura (LULUCF) a 310 $MtCO_2eq$, aumentando di fatto l'obiettivo di riduzione dei gas serra dell'UE per il 2030 al 57%. L'Unione Europea mira a raggiungere una riduzione delle emissioni nette di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e a raggiungere la carbon neutrality entro il 2050.

L'UE ha registrato un calo dell'8,5% delle emissioni di gas a effetto serra nel 2020

Secondo l'Agenzia europea dell'ambiente, le emissioni di gas serra (GHG) dell'Unione europea, esclusi LULUCF e l'aviazione internazionale, sono diminuite del -8,5% nel 2020 a 3,7 $GtCO_2eq$. Questa riduzione è dovuta alla forte contrazione dell'attività economica causata dalla pandemia di Covid-19, con le restrizioni ai trasporti che hanno ridotto del 14% le emissioni di CO_2 del trasporto su strada e la minore produzione di energia elettrica a carbone che ha ridotto di 14 le emissioni di CO_2 del settore elettrico e termico %. Nel complesso, le emissioni di gas a effetto serra dell'UE nel 2020 sono state del 34% inferiori al livello del 1990.
L'UE ha registrato una tendenza al ribasso da 30 anni che ha portato al raggiungimento dell'obiettivo 2020 di ridurre le emissioni del 20% rispetto ai livelli del 1990. L'UE aveva già ridotto le proprie emissioni del 26% nel 2019. Un uso crescente di energie rinnovabili, miglioramenti nell'efficienza energetica e l'uso di combustibili fossili a minore intensità di carbonio hanno contribuito al raggiungimento del suddetto obiettivo. Tutti i settori hanno ridotto le emissioni ad eccezione di trasporti/refrigerazione e condizionamento.

POLICY

Il Regno Unito introduce nuove misure in un contesto di aumento dei prezzi dell'energia

Il governo del Regno Unito ha annunciato un pacchetto di sostegno da 15 miliardi di sterline (18 miliardi di euro) per le famiglie che devono far fronte a bollette energetiche in aumento e tassi di inflazione record, di cui 400 sterline (circa 470 euro) per ciascuna famiglia a ottobre 2022 e 650 sterline (765 euro) per 8 milioni delle famiglie a reddito più basso da pagare in due somme forfettarie nel luglio 2022 e nell'ottobre 2022. Questa nuova misura compenserà un precedente piano per concedere £ 200 di sconto sulle bollette da ottobre in Inghilterra, Scozia e Galles. Si prevede che il limite esistente sulle bollette di elettricità e gas aumenterà del 40% nell'ottobre 2022 a causa dell'impennata globale dei prezzi dell'energia.
Parte del pacchetto di sostegno da 15 miliardi di sterline sarà finanziata da una nuova tassa inaspettata del 25% sui profitti delle compagnie petrolifere e del gas, che sono aumentati vertiginosamente negli ultimi mesi. Si prevede che questo "Prelievo sui profitti energetici" aumenterà di 5 miliardi di sterline (5,9 miliardi di euro) nei prossimi 12 mesi e dovrebbe essere gradualmente eliminato quando i prezzi del petrolio e del gas torneranno alla normalità.

La Commissione europea approva il piano di aiuto francese per le imprese ad alta intensità energetica

La Commissione Europea ha approvato il piano francese da 5 miliardi di euro a sostegno delle aziende ad alta intensità energetica colpite dal recente aumento dei prezzi dell'energia. L'aiuto, che è aperto alle società di tutti i settori, ad eccezione degli istituti di credito e finanziari, assumerà la forma di sovvenzioni dirette per costi aggiuntivi dovuti ai forti aumenti dei prezzi del gas naturale e dell'elettricità. Nel marzo 2022, la Commissione europea ha adottato il "*Quadro di riferimento temporaneo comunitario per le misure di aiuto di Stato*" per consentire ai paesi dell'UE di sostenere l'economia nel contesto dell'invasione russa dell'Ucraina. L'aiuto complessivo per beneficiario non può superare il 30% dei costi ammissibili, fino a un massimo di 2 milioni di euro. Le imprese ad alta intensità energetica che subiscono perdite operative possono ricevere ulteriori aiuti fino a 25 milioni di euro e, se la loro attività si svolge in settori e sottosettori particolarmente colpiti, fino a 50 milioni di euro. L'aiuto complessivo non può superare il 50% dei costi ammissibili e per le imprese in settori particolarmente colpiti, il 70%. L'aiuto complessivo può coprire al massimo l'80% delle perdite subite. Infine, il sostegno pubblico sarà concesso entro e non oltre il 31/12/2022.

Francia: EDF e BEI firmano un prestito da 800 milioni di euro

EDF e Banca europea per gli investimenti (BEI) hanno firmato un contratto per un prestito di 800 milioni di euro destinato a finanziare parte degli attuali investimenti di Enedis utilizzati per collegare le energie rinnovabili decentralizzate e le stazioni di ricarica per veicoli elettrici alla rete della Francia continentale nel periodo 2022-2024. Enedis (parte del gruppo EDF), è un servizio pubblico che gestisce oltre il 95% della rete di distribuzione elettrica francese con un totale di 1,4 milioni di km di linee di distribuzione e grazie a questo prestito aggiungerà 11.465 km di linee di distribuzione. Il prestito di 800 milioni di euro rappresenta il 50% dell'ammontare degli investimenti di Enedis nel periodo 2022-2024.
A partire dal 2022, quasi il 90% dell'energia eolica e solare fotovoltaica prodotta in Francia è integrata nella rete di distribuzione gestita da Enedis. Per quanto riguarda le colonnine di ricarica per veicoli elettrici, Enedis attrezza condomini, strade e autostrade e prevede di dotare l'80% dei condomini di colonnine di ricarica entro il 2030 (100% nel 2035).

La Turchia aumenta i prezzi del gas e dell'elettricità

La Turchia ha nuovamente aumentato i prezzi del gas naturale e dell'elettricità a partire dal 1 giugno 2022, citando l'attuale situazione critica dei mercati energetici globali e contribuendo all'inflazione annua complessiva che ha superato il 70% tra aprile e maggio 2022. La società statale del gas BOTAŞ ha aumentato i prezzi del gas naturale del 30% per le famiglie, del 16,3% per il gas utilizzato nella produzione di energia elettrica e del 10,2% per il gas utilizzato nell'industria. Anche l'autorità di regolamentazione del mercato dell'energia (EPDK) ha aumentato i prezzi dell'elettricità tra il 15% e il 25% il 1 giugno 2022. La Turchia importa quasi tutto il suo fabbisogno energetico (99% del suo gas e 89% del suo petrolio nel 2020), rendendola vulnerabile agli aumenti dei prezzi globali. Nel mese di gennaio di quest'anno la Turchia ha annunciato l'intenzione di spendere 6,5 miliardi di euro in bollette energetiche per i suoi cittadini, fornendo il 50% di supporto per il gas naturale e il 25% per l'elettricità. BOTAŞ ha aumentato i prezzi del gas del 25% anche per l'uso residenziale, del 50% per l'uso industriale e del 15% per la produzione di energia nel settore industriale a gennaio e del 35% per le famiglie e del 50% per l'industria nel mese di aprile 2022.

Gli Stati Uniti emettono mandati di miscelazione di biocarburanti per il 2022, 2021 e 2020

L'Agenzia per la protezione ambientale degli Stati Uniti (EPA) ha emesso i mandati di miscelazione dei biocarburanti per il 2022, 2021 e 2020, negando al contempo negando ai raffinatori di petrolio le deroghe per essere esentati dai requisiti.
L'EPA ha fissato mandati di miscelazione dei biocarburanti per il 2022 a 20,63 miliardi di galloni (78,1 GL) e mandati di volume retroattivo per il 2021 a 18,84 miliardi di galloni (71,3 GL) e per il 2020 a 17,13 miliardi di galloni (64,8 GL). Sebbene l'EPA abbia negato le petizioni di esenzione delle raffinerie di petrolio, alle piccole raffinerie sarà concesso più tempo per soddisfare i loro obblighi di miscelazione del 2020. Le piccole raffinerie possono ricevere un'esenzione dai requisiti se riescono a dimostrare un danno finanziario derivante dai mandati.
Nel dicembre 2021, l'EPA ha proposto un volume più alto di quello che era stato finalmente deciso per il 2022 (20,77 miliardi di galloni o 78,6 GL) per il 2022 e un volume inferiore per il 2021 (18,52 miliardi di galloni o 70,1 GL). La pandemia di COVID-19, che ha ridotto drasticamente la domanda di energia degli Stati Uniti, ha ritardato l'emissione dei mandati che in genere sono fissati in anticipo ogni anno.

Il Regno Unito presenta un disegno di legge sulla sicurezza energetica

Il governo britannico ha presentato un disegno di legge che mira a rafforzare la sicurezza energetica del Paese. Il testo comprende 26 misure per riformare il sistema energetico e ridurne la dipendenza dai combustibili fossili e l'esposizione alla volatilità dei prezzi del gas, con l'obiettivo di guidare 117 miliardi di euro di investimenti del settore privato entro il 2030 e di implementare tecnologie come il carbonio, la cattura, utilizzo e stoccaggio (CCUS) e idrogeno su larga scala. Il disegno di legge crea un nuovo operatore di sistema indipendente per coordinare e pianificare il sistema energetico del Regno Unito e consentire l'estensione di un tetto ai prezzi dell'energia al dettaglio oltre il 2023. L'Autorità per la concorrenza e i mercati (CMA) ha anche il compito di garantire che i consumatori siano protetti dal punto di vista dei costi se le società di reti energetiche si fondono.
Inoltre, il disegno di legge introduce un modello di business per CCUS e idrogeno e stabilisce la regolamentazione economica e il quadro delle licenze per le reti di trasporto e stoccaggio di CO_2. Autorizza inoltre la North Sea Transition Authority (NSTA), che ha sostituito la Oil and Gas Authority (OGA) nel marzo 2022, di regolamentare il settore del CCUS. Nel giugno 2022, la NSTA ha lanciato il primo ciclo di licenze per lo stoccaggio di CO_2 del paese, con 13 aree disponibili per le gare lungo le coste orientali scozzesi e inglesi, nonché nel Mare d'Irlanda. Si prevede che queste aree di stoccaggio del carbonio contribuiranno all'obiettivo del Regno Unito di immagazzinare da 20 a 30 MtCO2 entro il 2030 e raggiungere lo zero carbon netto entro il 2050.

La Germania consente il salvataggio dei gruppi energetici colpiti dall'aumento dei costi energetici

Il governo tedesco ha approvato nuove modifiche all'Energy Security Act, che autorizzano il governo a salvare i gruppi energetici colpiti dall'aumento dei costi del gas naturale importato. Il testo, che deve ancora essere approvato dal parlamento, consente al governo di intervenire per stabilizzare le imprese in difficoltà finanziarie, anche attraverso l'acquisizione di partecipazioni, al fine di evitare effetti a cascata sul mercato energetico. Le modifiche creano un meccanismo alternativo per condividere equamente i costi dell'aumento dei prezzi del gas tra tutti i consumatori e forniscono i mezzi per attivare una clausola generale di adeguamento dei prezzi in caso di interruzione significativa delle importazioni di gas.

La Germania annuncia nuove misure per ridurre il consumo di gas

Il governo tedesco ha annunciato nuove misure per limitare il consumo di gas e dare priorità al riempimento dei suoi impianti di stoccaggio nel contesto della riduzione delle forniture russe. Il piano include una maggiore dipendenza dalla generazione a carbone, un sistema di aste per incentivare i minori consumi nell'industria e 15 miliardi di euro in linee di credito tramite la banca statale di investimento e sviluppo KfW affinché gli operatori del mercato del gas del paese riempiano più rapidamente gli impianti di stoccaggio del gas. Il Paese intende penalizzare la produzione a gas di alcuni impianti, rimuovendoli dal mercato. Inoltre, in caso di situazione critica dell'approvvigionamento di gas, saranno messi a disposizione 10 GW di impianti a carbon fossile, a lignite e a petrolio. Un disegno di legge, che dovrebbe essere votato dal parlamento l'8 luglio 2022, sposterebbe le date di chiusura per gli impianti da 2,6 GW a carbon fossile consentendo a circa 4,3 GW attualmente in regime di riserva di tornare sul mercato per un periodo transitorio fino al 31 marzo 2024. Il progetto di legge prevedeva anche 1,9 GW di impianti alimentati a lignite da mobilitare in caso di circostanze critiche. Trading Hub Europe, che gestisce l'area del mercato nazionale del gas tedesco, ha il mandato di riempire gli impianti di stoccaggio fino al 90% entro il 1° dicembre 2022, con obiettivi intermedi del 65% entro il 1° agosto 2022 e dell'80% entro il 1° ottobre 2022. Nel marzo 2022, il paese ha proposto obiettivi più elevati per rendere la fornitura elettrica del paese rinnovabile quasi al 100% entro il 2035. Queste misure fanno parte di un piano più ampio volto a ridurre la dipendenza della Germania dai combustibili fossili e ad aumentare la sua sicurezza energetica. Il Paese sosterrà l'approvvigionamento di GNL nel breve termine accelerando le procedure di approvazione, promuovendo il biogas e l'economia dell'idrogeno e cercherà di passare alle rinnovabili in tutti i settori nel medio e lungo termine. La Germania promuoverà anche il risparmio energetico nelle imprese e nei nuovi edifici ("standard di efficienza energetica 55" obbligatorio dal 1 gennaio 2023, requisito minimo del 65% rinnovabile in ogni sistema di riscaldamento di nuova installazione a partire dal 1 gennaio 2024).

Il Parlamento europeo approva l'etichetta verde per alcuni progetti nucleari e del gas

La Commissione per gli affari economici e monetari e la Commissione per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare del Parlamento europeo avevano presentato una mozione che si opponeva alla proposta della Commissione europea di includere specifiche attività nucleari e del gas nell'elenco delle attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale coperte dalla tassonomia dell'UE.

Il Parlamento europeo ha respinto la mozione e ha approvato l'Atto Delegato sulla Tassonomia della Commissione europea che include tali attività, a determinate condizioni. Alcune attività del gas e del nucleare si aggiungono come attività di transizione a quelle già coperte dalla tassonomia, purché contribuiscano alla transizione verso la neutralità climatica. In particolare, il gas dovrebbe soddisfare le soglie di emissione di GHG e contribuire alla transizione dal carbone alle rinnovabili. Le attività nucleari devono soddisfare i requisiti di sicurezza nucleare e ambientale (se utilizzano le migliori tecnologie esistenti disponibili come la generazione III+ o tecnologie avanzate a ciclo chiuso del combustibile come la generazione IV).

Il Consiglio europeo ha tempo fino all'11 luglio 2022 per decidere se porre il veto alla proposta della Commissione. Il voto apre la strada al passaggio in legge della proposta, a meno che 20 dei 27 Stati membri non decidano di opporsi.

La Commissione europea approva il piano di ripresa e resilienza della Polonia da 34,5 miliardi di euro

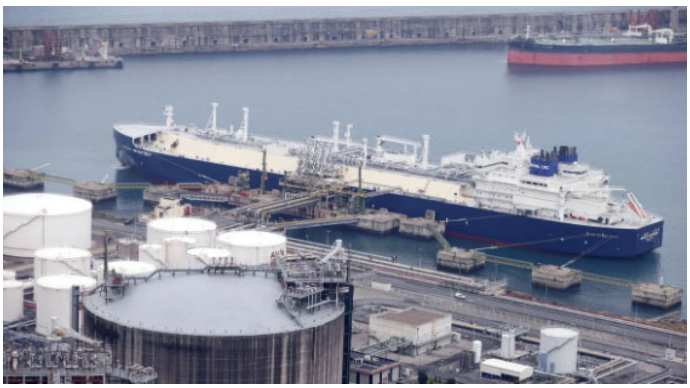
La Commissione europea ha approvato il piano di ripresa e resilienza della Polonia da 35,4 miliardi di euro. Il paese dovrebbe ricevere 23,9 miliardi di euro in sovvenzioni e 11,5 miliardi di euro in prestiti nell'ambito della Recovery and Resilience Facility (RRF). La Polonia prevede di destinare il 42,7% della sua dotazione totale a misure a sostegno degli obiettivi climatici, inclusi oltre 3,7 miliardi di euro per progetti di energia eolica offshore, nonché modifiche chiave al quadro normativo che facilitano la costruzione di impianti eolici offshore e onshore. Inoltre, il piano dedica 3,5 miliardi di euro alla ristrutturazione energeticamente efficiente degli edifici, combinata con la sostituzione del riscaldamento carbone, e fornisce 800 milioni di euro per sostenere lo sviluppo di tecnologie a idrogeno verde. Il piano prevede anche investimenti per oltre 7,5 miliardi di euro in mobilità verde e smart.

La Polonia mira a ridurre la quota di carbone nella produzione di elettricità al 56% nel 2030. Il paese punta anche ad almeno il 32% delle energie rinnovabili nella produzione totale entro il 2030, che dovrebbe essere raggiunto attraverso un forte sviluppo delle capacità rinnovabili. Nel 2021, le centrali a carbone e lignite rappresentavano il 62% della capacità di produzione di energia della Polonia (33 GW su 53 GW) e hanno dominato il mix energetico, anche se la loro quota è in costante erosione a causa della maggiore penetrazione di gas e rinnovabili (69% nel 2020, rispetto all'88% nel 2010).

Terna prevede di raddoppiare la capacità di scambio con la Grecia a 1 GW

Terna prevede di investire 750 milioni di euro per raddoppiare la capacità di scambio tra Italia e Grecia a 1 GW e per favorire una maggiore integrazione delle rinnovabili. I lavori di costruzione del cavo sottomarino del progetto da 500 MW inizieranno nel 2023 e la messa in servizio è prevista nel 2030. Il nuovo progetto di interconnessione di 200 km è inserito da Terna nel piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale, che prevede 18 miliardi di euro in investimenti nei prossimi 10 anni. Nel 2020 le esportazioni di elettricità dell'Italia hanno raggiunto 7,6 TWh (contro i 40 TWh di importazione di elettricità) e il 35% delle sue esportazioni è stato destinato alla Grecia, il che rende la Grecia il primo partner di esportazione di energia dell'Italia, prima della Svizzera (25%) e della Francia (15%).

SNAM acquista un'unità galleggiante di GNL da 5 miliardi di mc/anno



La Snam ha acquistato un'unità galleggiante di rigassificazione e stoccaggio (FSRU) da 5 miliardi di mc/anno dalla società di infrastrutture marine di GNL Golar LNG per 330 milioni di euro. La nave "*Golar Tundra*", costruita nel 2015, ha una capacità di stoccaggio di circa 170.000 m3 di GNL e può operare sia come nave metaniera che come FSRU. La FSRU sarà ubicata nell'Italia centro-settentrionale, in prossimità delle aree in cui il consumo di gas è più rilevante e dovrebbe entrare in funzione nella primavera del 2023, a seguito della realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento del terminal alla rete italiana di trasporto del gas esistente. l'Europa sta cercando di diversificare la sua fornitura di gas e prevede di fare più affidamento sul GNL dall'estero e meno sul gas di tubazioni russo. L'Italia ha importato il 93% del suo fabbisogno di gas nel 2021 (87 miliardi di metri cubi) e prima della guerra in Ucraina il 43% delle sue importazioni di gas proveniva dalla Russia.

Tibula Energia: un parco eolico marino galleggiante in Sardegna

Le società Falck Renewables e BlueFloat Energy presentano il progetto per un parco eolico marino galleggiante al largo della costa Nordest della Sardegna.
L'impianto avrà 62 turbine eoliche galleggianti, con una capacità installata di 975 MW, oltre 3,4 TWh/anno di produzione, pari al consumo di oltre 900.000 utenze domestiche e contribuirà ogni anno a evitare l'emissione in atmosfera di 1,6 milioni di tonnellate di CO_2. Le turbine saranno posizionate a una distanza dalla costa tra i 25 e 40 chilometri e saranno pressoché impercettibili all'occhio umano.
Il processo di transizione energetica in corso passa attraverso lo sviluppo di nuove tecnologie e competenze. Il progetto di Tibula Energia contribuirà a potenziare il sistema industriale regionale sui cui si innesterà, nel pieno rispetto degli ecosistemi. Gli incontri con il territorio che Falck Renewables e BlueFloat Energy stanno portando avanti in queste settimane sono focalizzati sulla presentazione dei reali vantaggi economici e di sviluppo del progetto. Lo scorso 6 maggio è stata depositata la richiesta di concessione demaniale marittima. Mentre l'avvio del procedimento autorizzativo presso il Ministero della Transizione Ecologica avverrà nelle prossime settimane.

Rinnovabili, l'ultimo bando GSE è andato quasi deserto

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha pubblicato i risultati dell'ottava procedura con la quale ha messo a disposizione degli operatori tutta la potenza non assegnata nelle precedenti gare. Secondo quanto comunicato del GSE sono state infatti avanzate solo 324 domande per cui dei 3.355,6 MW ne sono stati assegnati solo 443,7 MW: il 13%.
L'asta per i grandi progetti rinnovabili (>1 MW), con 2.804 MW di capacità disponibile, ha raccolto 39 domande per un totale di 319 MW e sono state ammesse solo 36 per un totale di 308 MW (11% della capacità disponibile).
La maggior parte dei progetti è stata presentata nel "gruppo A" per progetti di energia solare fotovoltaica ed eolica onshore (307 MW), inclusi 267 MW di progetti solari e 40 MW di progetti eolici onshore. Inoltre, il Paese ha offerto 552 MW nella categoria dei piccoli impianti rinnovabili (<1 MW): sono state presentate 324 offerte per un totale di 159 MW ma sono state selezionate solo 273 offerte per un totale di 136 MW (25% della capacità).

Rifiuti e trasporto pubblico locale, report ISTAT 'Ambiente Urbano'

Secondo il report ISTAT 'Ambiente Urbano', le città italiane, tra tpl e rifiuti, danno segnali di resilienza. L'offerta complessiva di trasporto pubblico nei comuni capoluogo è calata del 21,7%, mentre sono aumentati i bus a basse emissioni e la lunghezza delle filovie e delle tranvie. L'offerta di mobilità condivisa si è ampliata in 22 capoluoghi con servizi di micromobilità elettrica. Nel complesso, la domanda di trasporto pubblico locale nel 2020 è diminuita drasticamente rispetto al 2019 (-47,9%) ma gli investimenti nella mobilità urbana non si sono fermati.

Per quanto riguarda le infrastrutture, in 3 città su 4 l'autobus è l'unica modalità di Tpl disponibile o rappresenta oltre il 99% dell'offerta. Solo 6 città dispongono di un'offerta diversificata, tra cui Milano (dove il 65,1% è fornito dalla metropolitana e un altro 15,3% da tram e filobus) e Napoli (64,3% metropolitana, 7,1% tram, filobus e funicolare).

Nel 2020 i rifiuti sono diminuiti, ma sono rallentati anche i progressi nella raccolta differenziata. In tutta Italia sono state prodotte 28,9 milioni di tonnellate di rifiuti urbani, il 3,6% in meno rispetto al 2019; la raccolta differenziata si attesta al 63%, due punti in meno dell'obiettivo fissato per il 2012 (65%), raggiunto solo da Venezia e Cagliari.

Tra il 2015 e il 2020 si rileva un investimento molto importante da parte dei capoluoghi sull'efficienza energetica dell'illuminazione stradale: i punti luce con lampade a Led passano dal 12,7% al 50,5% del totale.

Auto elettrica, siamo pronti?

L'Italia sale dal 15mo al 14mo posto nella graduatoria dell'EV Readiness Index di LeasePlan, che monitora la preparazione di 22 nazioni europee alla transizione verso le auto elettriche. Il punto debole dell'Italia rimane la scarsa maturità dell'infrastruttura di ricarica, ambito in cui l'Italia si classifica al terzultimo posto a livello europeo.

Secondo lo studio, i veicoli elettrici sono nel complesso più convenienti di quanto non lo siano mai stati in precedenza, sia perché il prezzo dell'energia elettrica è più contenuto rispetto a quelli in aumento di diesel e benzina, sia per le migliori opportunità a livello fiscale concesse a chi li acquista.

ACI, presentato a Roma l'Island X Prix

È stato presentato a Roma, nella sede dell'Automobile Club d'Italia, l'Island X Prix.

La doppia prova italiana ed europea della serie Extreme E, riservata ai Suv elettrici, si è tenuta a Teulada il 6-7 luglio e il 9-10 luglio.

Il connubio motori-ambiente ha generato un importante indotto per il Sulcis nel 2021 e adesso l'Island X Prix è tornato per un storico doppio round.

Fs: emissioni zero nel 2040

Carbon neutrality al 2040. È questo l'obiettivo del Gruppo Fs per contribuire alla mitigazione del clima, anticipando gli obiettivi europei che prevedono il target di "zero emissioni" al 2050.

È quanto emerge dal Rapporto di Sostenibilità 2021 del Gruppo. Si tratta di un anticipo di 10 anni sulla tabella di marcia, ottenuto grazie all'accelerazione data dagli investimenti contenuti nel nuovo piano industriale a 10 anni, lavorando su più fronti. Da una parte - si apprende dal rapporto - è fondamentale ridurre i consumi attraverso azioni di efficientamento energetico; dall'altro è importante aumentare i chilometri di linee elettrificate, utilizzando energia proveniente da fonti rinnovabili. Il trasporto ferroviario sarebbe comunque di per sé sostenibile, perché, sebbene i trasporti rappresentino il 27% delle emissioni di gas a effetto serra in Italia, le emissioni del settore ferroviario incidono per uno 0,4% del totale (il trasporto su strada per il 72%, mentre il trasporto marittimo e il trasporto aereo rappresentano rispettivamente il 14% e il 13% delle emissioni).

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