

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 03/2020



Aprile 2020



Energia ed Economia

Editoriale

Per capire dove sta andando una nave basta guardare chi è al timone di G.B. Zorzoli

Approfondimenti (pag. 2)

Idrogeno, tecnologia interessante ma *adelante con juicio* di Alessandro Clerici

Scenari futuri per le Energy & Utilities: un settore verso la decarbonizazzione

di Gianluca Carrino

Gestione del rischio climatico ai tempi di COVID-19

di Antonino Bonfiglio

Il mercato dell'energia (pag. 10)

Il mercato del gas - Osservatorio Energia AIEE a cura di Gianluca Carrino

Norme e delibere (pag. 12)

Notizie dal mondo (pag. 15)

Notizie dall'Italia (pag. 34)



Per capire dove sta andando una grande impresa, basta guardare chi è al timone.

Attenersi a questa norma di elementare buon senso consente di evitare l'impantanamento in polemiche, come quelle che hanno accompagnato le recenti nomine ai vertici di Enel, Eni, Terna, tutte e tre imprese decisive per realizzare gli obiettivi energetico-climatici del Paese.

La riconferma di Starace come amministratore delegato di Enel è stata la più tranquilla. D'altronde, basta leggere quanto scrive su Enel "Oilprice" (https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Is-This-The-Most-Innovative-Power-

<u>Company-In-The-World.html</u>), una rivista oil&gas americana, definendola «the Most Innovative Power Company In The World», per rendersi conto che un cambio della guardia sarebbe stato giudicato una forzatura ingiustificata.

Polemiche, spesso eccessive, hanno invece accompagnato la riconferma di Descalzi all'Eni. Non le condivido, perché non tengono conto di un dato di fatto: chi è alla guida di una corrazzata così pesante, non può modificare troppo frettolosamente la rotta, senza comprometterne la stabilità...

Entro questi limiti, la rotta è stata cambiata. Lo dimostrano alcune decisioni che, a differenza di altre (ad esempio il finanziamento di ricerche sulla fusione nucleare), non sono di facciata, indicano che Eni ha imboccato il percorso verso la decarbonizzazione.

Rientrano in questa categoria due iniziative prese a fine 2019.

La società ha firmato con Falck Renewables un accordo strategico per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, che prevede la creazione di una piattaforma paritetica per lo sviluppo, la costruzione e il finanziamento di nuovi progetti di impianti a fonte rinnovabile (solari fotovoltaici, eolici *onshore*) e di sistemi di accumulo. La nuova piattaforma, basata su una governance congiunta, ha l'obiettivo di sviluppare almeno 1 GW di progetti entro la fine del 2023. Contestualmente, secondo i termini dell'accordo, Falck cederà a Eni il 49% delle quote di partecipazione negli impianti a fonti rinnovabili attualmente in esercizio negli Stati Uniti.

Eni ha altresì acquisito il 70%, con opzione sul restante 30%, di Evolvere, società leader nel settore della generazione distribuita, con più di 10.000 impianti fotovoltaici gestiti su tutto il territorio nazionale, che ha sviluppato e adottato soluzioni tecnologiche innovative per l'aggregazione di tali impianti, mettendoli in grado di partecipare ai servizi di rete. In gran parte le perplessità sul nuovo amministratore delegato di Terna sono probabilmente dovute all'insufficiente co-

noscenza delle esperienze professionali di Donnarumma, che per dieci anni ha avuto prima la responsabilità tecnica e gestionale di reti elettriche e negli ultimi tre è stato amministratore delegato di una importante utility. Dato che Terna svolge sostanzialmente attività regolate, molto complesse e cruciali per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, l'arrivo al vertice, per la prima volta da quando, nel 2005, divenne una società autonoma rispetto a Enel, di chi all'esperienza manageriale unisce quella tecnica, rappresenta indubbiamente un valore aggiunto.

Il Paese sta per affrontare una ricostruzione economica e sociale non meno difficile di quella dell'immediato dopoguerra, al cui successo, come sostengono il Documento di Economia e Finanza 2020 e il position paper di Confindustria Energia ("Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo"), contribuirà in modo decisivo il Piano Energia e Clima. Secondo il DEF, la sua attuazione consentirà di restare allineati «al Green Deal europeo, che resta la strategia chiave dell'Unione Europea per i prossimi decenni», mentre Confindustria Energia lo considera «a tutti gli effetti, il **Progetto a lungo termine per l'Italia**». Ebbene, le persone messe per il prossimo triennio al vertice di Enel, Eni, Terna garantiscono il massimo di coerenza possibile tra gli indirizzi di politica energetico-climatica e la loro quotidiana attuazione. Che non sarà un'allegra passeggiata.

I 180 miliardi di investimenti aggiuntivi necessari per realizzare gli obiettivi del PNIEC, destinati a crescere con l'innalzamento dal 40% ad almeno il 50% della riduzione dei gas climalteranti, previsto dal Green Deal europeo, dovranno essere reperiti su un mercato finanziario. Un mercato che potrebbe essere meno propenso ad aperture di credito rispetto al recente passato, quando erano determinanti solo le notevoli incertezze sui tempi richiesti per realizzare impianti a fonti rinnovabili o potenziamenti delle reti., mentre in futuro si aggiungeranno quelle sull'affidabilità di un debito pubblico destinato come minimo a raggiungere il 160% del PIL.

I nodi del *permitting* potranno essere sciolti solo dalla capacità del governo di semplificare drasticamente le procedure autorizzative e di realizzare intese con le Regioni capaci di rendere coerenti le misure decise centralmente con le decisioni assunte a livello locale.

In parallelo, la presenza di manager esperti e affidabili ai vertici di Enel, Eni, Terna, tre imprese destinati ad assorbire una parte significativa degli investimenti, contribuirà a rendere meno difficoltosa la loro bancabilità.

Se vi par poco ...

Idrogeno, tecnologia interessante ma adelante con juicio

di Alessandro Clerici, Presidente onorario WEC Italia e FAST



(Nuova Energia 1/2020)

A partire dagli spunti emersi durante il *World Energy Congress 2019*, una sintesi sulle caratteristiche dell'idrogeno e un invito a effettuare analisi approfondite e sperimentazioni prototipali prima di creare eccessivi ottimismi su una rapida ed estesa applicazione di questo vettore energetico

La transizione verso una economia decarbonizzata ha un enorme impatto mediatico e condiziona ormai le scelte politiche (non solo energetiche) a livello mondiale. Il processo ha portato e porterà a notevoli investimenti in ricerche e innovazione su risorse primarie e vettori energetici, su materiali, apparecchiature, macchinari e sistemi, insieme a nuovi modelli di business (e di vita).

Sono tre i pilastri della decarbonizzazione: produzione di energia (la si vuole priva di combustibili fossili), efficienza energetica (pro-dotti e servizi con consumi energetici ridotti) da abbinare al risparmio energetico (consumo meno, evito sprechi), mobilità e trasporti (anche qui senza utilizzo di fonti fossili e considerando il completo ciclo di vita – la produzione del veicolo e del combustibile utilizza-to, il suo trasporto fino al veicolo, del quale vanno poi valutate efficienza, emissioni e riciclo finale).

"Oltre che nella generazione di energia, anche nei trasporti e nei consumi finali l'utilizzo di risorse che non generano emissioni di CO₂ assume sempre maggior importanza. Tra queste, prende sempre più forze l'idea di un idrogeno verde, prodotto per elettrolisi da fonti rinnovabili e che bruciando genera acqua"

Nel settore della produzione di energia elettrica, che è il principale contributore alle emissioni di CO_2 , la non programmabilità e variabilità istantanea legata a fattori atmosferici di eolico e fotovoltaico pongono una serie di sfide alla loro sempre più forte penetrazione (a questo proposito, leggi anche *Facciamo*

bene i conti con la transizione energetica, su Nuova Energia 3-2019).

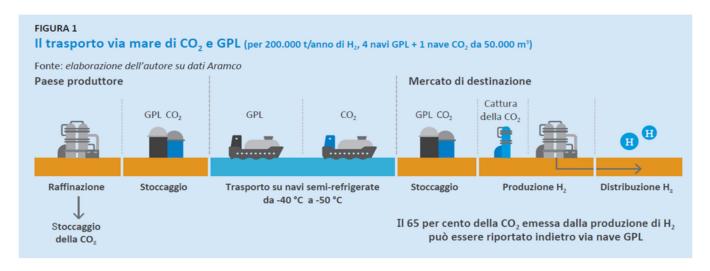
Per il fotovoltaico, alla diversità tra notte e giorno e tra estate e inverno (a Firenze, per esempio, in una giornata soleggiata invernale si ha circa un terzo di produzione di energia rispetto ad una giornata estiva), occorre anche far fronte a rampe di carico "residuo" da fornire al calar del sole per il crollo della generazione da fotovoltaico.

Risultano indispensabili stoccaggi sia di breve durata (circa 1 ora) per la regolazione primaria della frequenza di rete, sia di durate più lunghe e al limite di giorni o settimane (si è assistito a mancanza totale di vento per 3-4 settimane consecutive in Irlanda e contemporaneamente di vento e fotovoltaico in Germania).

Anche nei trasporti e nei consumi finali, l'utilizzo di risorse energetiche che non generano emissioni di CO_2 assume sempre maggior importanza. E da quanto sopra, prende più forza l'idea di un idrogeno verde, prodotto per elettrolisi da fonti rinnovabili e che bruciando genera acqua, con svariati utilizzi multisettoriali.

E di idrogeno si è discusso molto, nella sessione Hydrogen. Bridging sectors and Regions a latere del Congresso Mondiale dell'Energia 2019 in Abu Dhabi organizzata dall'EU-GCC Clean Energy Technology Network in collaborazione con l'associazione Hydrogen Europe, il Center for Hydrogen Safety dell'AlChE e l'International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy e Dii Desert Energy.

A parte i discorsi generali e le presentazioni delle società organizzatrici, sono state effettuate relazioni dettagliate da IRENA, Engie, Siemens, Saudi Aramco e WEC; il tutto seguito da animate discussioni.



È emerso chiaramente il grande potenziale tecnologico in gioco, sia per rimpiazzare i combustibili fossili nell'attuale produzione di idrogeno (e qui l'enfasi è stata posta sull'elettrolisi) sia per l'impiego dell'idrogeno al posto di combustibili fossili nei vari utilizzi energetici domestici, nei trasporti e in applicazioni industriali. In evidenza anche lo stoccaggio di idrogeno per la produzione di elettricità, per venire in soccorso alla variabilità e alla stagionalità delle fonti rinnovabili come fotovoltaico ed eolico. Date le sfide tecnologiche ed economiche per trasportare l'idro -geno sia allo stato gassoso e sia a quello liquido, specie su lunghe distanze, Aramco ha presentato uno studio basato sul trasporto via nave da Arabia Saudita all'Est Asiatico sia di CO2 da CCS (Carbon Cap-ture and Storage delle emissioni di CO2 da centrali e industrie Saudite) e sia di GPL saudita (Figura 1). In Asia verrebbe prodotto idrogeno dalla reazione di CO2 con GPL, entrambi importati. Per migliorare l'economicità è previsto il ritorno in Arabia Saudita, con le stesse navi, della CO2 pro-

Chiaramente, dati gli interessi specifici delle varie società, nelle discussioni e nei colloqui a latere sono emersi differenti punti di

dotta in Asia per stoccaggi Sauditi o per Enhanced Oil Recovery

(EOR). Aramco considera la CO2 non un rifiuto dannoso per

vi-sta sul futuro, preconizzato da alcuni tutto elettrico anche per i tra-sporti e, all'opposto, da altri basato su "una nuova stagione dell'idro-geno con la nascita di una sua celere, matura ed estesa economia" (e mi sembrava di risentire quanto profetizzato nel 2002 da Jeremy Rifkin). Non sono mancate posizioni equilibrate per un approccio aperto, magari con soluzioni ibride, co-me proposto recentemente in alcune auto azionate sia da fuel cell a idrogeno sia da batterie.

"Per la produzione di idrogeno al 2050, IRENA ipotizza che 2/3 provengano da grossi impianti di elettrolisi superiori a 100 MW alimentati da rinnovabili (H₂ verde) e 1/3 da H₂ blu prodotto dalla reazione di metano con CO₂ da CCS. Questo, rispetto a una produzione 2019 di H₂ nero da fonti fossili praticamente vicina al 99 per cento"

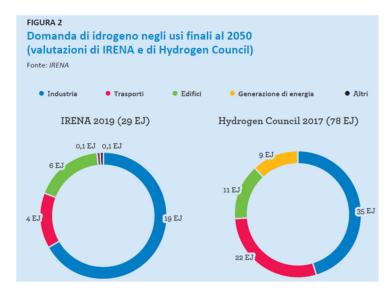
Produzione e consumo attuali e scenari futuri

l'ambiente ma una materia prima.

Sulla terra l'idrogeno si trova nell'acqua e in tutti i composti organici ma è scarsamente presente allo stato libero e deve quindi es-sere prodotto con svariate tecnologie; più che una risorsa energetica primaria va quindi visto come un vettore energetico.

Dai dati presentati ad Abu Dhabi sono emersi valori di produzione annua attuale che vanno da 80 a 110 milioni di tonnellate; il 40 per cento circa proviene dal metano (processo STM, Steam Methane Recovery), il 30 per cento da idrocarburi, il 18 per cento dal carbone (tramite gassificazione) e solo circa il 4 per cento da elettrolisi dell'acqua. La produzione attuale comporta notevoli emissioni di gas serra (con il processo STM, a 1 kg di idrogeno corrispondono 8 – 9 kg di CO₂) e si parla quindi di idrogeno nero.

Dai dati IRENA, il 39 per cento dell'idrogeno viene oggi



usato nel-le raffinerie, il 27 per cento nella fabbricazione di ammoniaca, il 10 per cento per produrre metanolo, il 4 per cento in siderurgia e il re-sto in vari processi industriali.

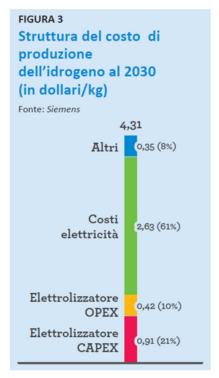
Per quanto riguarda gli scenari futuri al 2050, si registra una notevole differenza a seconda del-le fonti, come sintetizzato nella presentazione di IRENA (Figura 2) che ha riportato – mettendole a confronto – le proprie stime per il 2050 effettuate nel 2019 con quelle di Hydrogen Council del 2017. IRE-NA ha valutato in 14 exajoule (EJ = 1018 J) la produzione di idrogeno nel 2019, prospettando poco più di un raddoppio nei consumi al 2050; Hydrogen Council ha stimato invece un aumento di oltre 5,5 volte.

Per raggiungere una forte penetrazione dell'idrogeno verde, i fattori fondamentali per una produzione concentrata su elettrolisi sono: un basso costo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili "vicine" e dedicate, il costo di investimento dell'impianto di elettrolisi, la sua durata di vita, le ore di utilizzo annue (non troppo elevate in molte località a causa delle alimentazioni da foto-voltaico o eolico) e i costi di esercizio, includendo i ricambi il cui ammontare non sembra trascurabile.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno al 2050, IRENA ipotizza che 2/3 provengano da grossi impianti di elettrolisi di potenza superiore a 100 MW alimentati da fonti rinnovabili (idrogeno verde) e 1/3 da idrogeno blu prodotto in parte dalla reazione di metano con $\rm CO_2$ da CCS (cattura da emissioni di centrali e impianti) e in parte da elettrolisi alimentata non al 100 per cento da FER. Questo rispetto a una produzione 2019 di idrogeno nero da fonti fossili praticamente vicina al 99 per cento.

Per quanto riguarda il costo attuale di idrogeno nero valutato nel punto di produzione, e quindi senza considerare il trasporto, nelle presentazioni è stato stimato nell'intervallo di 1,25-2,5 dollari/kg di H2.

I costi di produzione con elettrolisi, illustrati da Hydrogen Europe, mostrano che a oggi con un CAPEX dell'impianto di circa 1.200 euro/kW, costi di O&M annuali pari al 2 per cento del CAPEX, un costo di produzione di energia elettrica rinnovabile pari a 60 euro/MWh con un load factor di 2.000 ore/anno



(riferiti al Nord della Germania), il costo dell'idrogeno al sito di produzione con una discount rate dell'8 per cento sarebbe di 7,8 euro/kg con un'efficienza del 57 per cento (58 kWh/kg di H₂) rispetto al potere calorifico inferiore. I contributi al costo del kWh verrebbero per il 45 per cento dal CAPEX, per il 45 dall'energia elettrica e per il 10 per cento da O&M. Tutti gli interventi hanno sottolineato l'importanza di riduzione del CAPEX degli elettrolizzatori e l'aumento dell'efficienza legata anche al forte aumento della taglie previ-ste, che passerebbero dai circa 10 MW massimi attuali per singolo impianto ai 100 MW dopo il 2025 (addirittura previsti da Siemens intorno a 1.000 MW nel periodo 2030-2050).

IRENA ipotizza al 2050 un costo degli impianti di elettrolisi prossimo a 200 dollari/kW; con un load factor delle rinnovabili di 4.200 ore/anno e un loro costo di 20 dollari/MWh l'idrogeno all'uscita dell'elettrizzatore costerebbe 1,4 dollari/kg.

Nel medio temine (intorno al 2030) Hydrogen Europe preconizza in Germania un costo dell'idrogeno intorno a 3 euro/kg, con un CA-PEX più che dimezzato a 500 euro/kW, rendimento al 66 per cento con elettrolizzatore da 100 MW e 50 euro/MWh per l'energia da rinnovabili (eolico offshore con load factor di 4.500 ore/anno).

"Considerando il basso peso specifico, servono più di 3 Nm₃ di H₂ per avere la stessa energia di 1 Nm₃ di metano. In miscele di metano con il 20 per cento in volume di idrogeno quest'ultimo apporta un contributo in energia del 6,3 per cento, riducendo il potere calorifico della miscela di oltre il 13 per cento rispetto al puro metano"

Secondo Siemens, invece, sempre al 2030 – con un CA-PEX dell'elettrolizzatore a 640 dollari/kW, O&M al 5 per cento/anno del CAPEX, un WACC dell'8,9 per cento, efficienza del 75 per cento e 50 dollari/MWh il costo dell'energia rinnovabile che alimenta l'impianto – servirebbero per la produzione dell'idrogeno 5,7 dollari/kg con load factor di 2.000 ore/anno e 4,3 dollari/kg con load factor di 4.000 ore/anno. In questo ultimo caso, la suddivisione dei co-sti è indicata in Figura 3.

Per la conversione di idrogeno in energia elettrica Siemens ha di-chiarato che tutte le sue turbine a gas heavy duty funzionano già con il 30 per cento di idrogeno in volume ed è impegnata ad allestire tutta la propria gamma di turbine a gas funzionanti con il 100 per cento di idrogeno; lo stesso è stato affermato anche da GE.

In una visione in cui l'elettricità prodotta nel 2050 proverrà al 100 per cento da fonti rinnovabili (il New Deal europeo), con adeguati sistemi di storage, bilanciamento e capacity market "verdi" il load factor degli elettrolizzatori aumenterebbe, con riduzione dei costi dell'idrogeno da elettrolisi.

Non entro in questa sede sui pro e i contro delle celle a combustibile e sulle possibili soluzioni alter-native all'elettrolisi, sfiorate nelle discussioni ma importanti da con-

Caratteristiche dell'idrogeno

Vale la pena di riportare le principali caratteristiche energetiche dell'idrogeno allo stato gassoso e liquido comparate a quelle del metano (vedi Tabella 1), tralasciando di riportare dati sui campi di infiammabilità, energia di attivazione e coefficiente di diffusione che pongono ancora grandi sfide per l'uso di questo vettore.

Dato il suo basso peso specifico, il contenuto energetico per unità di volume dell'idrogeno sia allo stato liquido sia gassoso – pur essendo alto per unità di peso – risulta no-

tevolmente penalizzato rispetto al metano, e allo stato liquido ben inferiore a quello della benzina.

Il problema di ingombro per serbatoi a pari contenuto energetico risulta quindi di notevole impatto e una riduzione dei volumi a pressioni intorno ai 700 bar della nuova legislazione italiana comporta co-sti e pesi per nuovi serbatoi fissi e mobili. La

Idrogeno e metano, caratteristiche energetiche a confronto

H₂
CH₄

H ₂	CH₄
10 MJ/Nm ³	31,6 MJ/Nm ³
2,77 kWh/Nm ³	8,75 kWh/Nm ³
120 MJ/kg	50 MJ/kg
33,24 kWh/kg	13,85 kWh/kg
- 253 °C	-161 °C
2,29 kWh/litro	6,09 kWh/litro
	10 MJ/Nm³ 2,77 kWh/Nm³ 120 MJ/kg 33,24 kWh/kg - 253 °C

(*)La benzina ha circa 8,6 kWh/litro

liquefazione implica notevoli consumi energetici per l'ottenimento di $\rm H_2$ allo stato liquido (circa 1/3 del contenuto energetico dell'idrogeno) oltre ai consumi legati al trasporto per mantenere una temperatura inferiore a - 253 °C.

Considerazioni finali

I possibili molteplici e pervasivi utilizzi dell'idrogeno e la necessità per il sistema elettrico di compensare la non programmabilità di fotovoltaico ed eolico, sempre più importanti nel settore della gene-razione, hanno portato a riconsiderare l'economia dell'idrogeno di cui si parla da decenni ma con situazioni al contorno ora cambiate.

Occorre però basarsi su numeri, dati e fatti prima di fare previsioni troppo ottimistiche per i tempi di realizzazione di una sicura e matura era dell'idrogeno. Ciò non toglie l'obbligo di investi-

menti in ricerca ed esperienze prototipali lungo tutta la catena dalla produzione, trasporto ed utilizzo per verificare la competitività con altre tecnologie e la velocità di penetrazione.

Tra l'altro, occorrono opportune verifiche per i problemi di corrosione e infragilimento da idrogeno su strutture esistenti e per quelli di sicurezza con relativi standard; e ciò richiederà tempi adeguati.

Come detto, l'attuale costo di produzione di H_2 nero da combustibili fossili (solo il 4 per cento proviene da elettrolisi) è intorno a 1,25-2,5 dollari/kg, con notevole produzione di CO_2 (che occorre valutare come costo). Risulta nettamente più conveniente rispetto all'idrogeno da rinnovabili, valutato per la Germania intorno a 7-8 euro/kg al sito di localizzazione dell'elettrolizzatore.

Per abbassare il prezzo dell'H₂ verde da elettrolisi (ritenuta da molti la soluzione vincente rispetto ad altre tecnologie, che non so-no tuttavia da trascurare) occorre una drastica riduzione dei costi degli elettrolizzatori e della produzione di elettricità rinnovabile, insieme a un aumento delle sue ore equivalenti (load factor). A livello globale il load factor è di poco superiore alle 1.000 ore/anno per il fotovoltaico e alle 2.000 per l'eolico, con punte di valori superiori al doppio in località particolari.

Al convegno di Abu Dhabi sono stati riportati scenari più o meno ottimistici, con un aumento della capacità degli elettrolizza-



tori dagli attuali 10 MW fino ai 100 MW in un decennio e ai 1.000 MW più in là nel tempo, con aumenti dell'efficienza e crollo dei costi a 200 dollari/MW (meno di un quinto degli attuali) al 2050.

Rimanendo al 2030, con 500 euro/kW (un dimezzamento rispetto a oggi per i costi degli elettrolizzatori), si potrebbe anche in Germania arrivare intorno a 3 euro/kg per l'idrogeno, sfruttando un load factor di 4.500 ore in prossimità di grossi impianti offshore. Secondo altri, invece, con 2.000 ore/anno di load factor e 45 euro/MWh per le rinnovabili, si rimarrebbe intorno ai 5 euro/kg.

Anche supponendo nel medio termine di poter utilizzare l'idro-geno a bocca di elettrolizzatore a 3 euro/kg, con una trasformazione in elettricità con efficienza intorno al 50 per cento si avrebbe un costo del puro combustibile (al quale vanno aggiunti gli oneri di capitale e i costi di O&M dell'impianto) di 180 euro/MWh rispetto ai 28 euro/MWh del metano, ora in Italia attorno ai 14 euro/MWh per alimentare cicli combinati.

Considerando il suo basso peso specifico, servono più di 3 Normal metri cubi di idrogeno per avere la stessa energia di un Normal metro cubo di metano. In miscele di me-tano con il 10 per cento in volume di idrogeno, quest'ultimo apporta quindi un contributo in energia del 3,1 per cento; una miscela al 20 per cento di idrogeno contribuirebbe con un 6,3 per cento in energia, riducendo quindi il potere calorifico della miscela metano/ H_2 di oltre il 13 per cento rispetto al puro metano.

Sempre a causa del suo basso peso specifico, e tralasciando i problemi di corrosione/sicurezza, il trasporto dell'idrogeno allo stato gassoso è ad oggi costoso, così co-me quello allo stato liquido (-253 °C) che richiederebbe circa 1/3 dell'energia contenuta in 1 kg di idrogeno per la sola liquefazione.

Lascio a un prossimo articolo considerazioni sull'uso dell'idrogeno per i trasporti e la sua futura possibile competitività con l'auto elettrica o con altri carburanti verdi; sarà il mercato a definire le quote relative, ma si notano in servizio i primi treni a idrogeno su linee non elettrificate, oltre ad autovetture (una immatricolata in Italia nel 2019). Chiaramente si ha una situazione attuale di alto prezzo del veicolo, un suo elevato peso per le bombole e una assenza di stazioni H₂, sebbene siano in progetto nuovi distributori sulle autostrade verdi (vedi anche il Brennero). La rappresentante WEC al convegno ha sottolineato che Parigi ha ora una flotta di 100 taxi a idrogeno, che diventeranno 600 nel 2020.

Un ultimo commento sulla produzione di idrogeno con elettrolisi da rinnovabili in Italia per un contributo alla decarbonizzazione. I record dei valori offerti per 20-25 anni a meno di 20 dollari/MWh negli Emirati Arabi per la fornitura dell'elettricità da nuovi impianti fotovoltaici non sono certo esportabili da noi, pur con il crollo dei prezzi avuto negli ultimi anni an-che in Europa: la taglia media di ciascuna installazione è di svariate centinaia di MW, l'insolazione è eccezionale, i costi del denaro e delle aree sono praticamente nulli mentre quelli per le opere civili, l'installazione e l'O&M (inclusa pulizia dei pannelli) si ba-

Rimanendo al 2030, anche supponendo di poter utilizzare l'idrogeno a bocca di elettro-lizzatore a 3 euro/kg in una centrale elettrica, con efficienza intorno al 50 per cento si avrebbe un costo del puro combustibile di 180 euro/MWh rispetto ai 28 euro/MWh del metano, ora in Italia attorno ai 14 euro/MWh per alimentare cicli combinati"

sano su una manodopera che costa anche meno di 300 dollari/mese; il tutto con agevolazioni e tempi praticamente nulli per le autorizzazioni.

In Italia, con il costo di manodopera regolare oltre 10 volte superiore, con le ben note tempistiche e gli oneri per l'investitore per le autorizzazioni e per trovare i terreni (e dove, per impianti di oltre 50 MW con abbinati elettrolizzatori efficienti?), il costo dell'energia fotovoltaica sarà attorno a 2,5 volte rispetto agli Emirati. Lo stesso ragionamento vale per i nostri "venticelli", con l'eolico italiano che soffia con un load factor attorno a poco più di 2.000 ore rispetto alle oltre 4.500 degli impianti offshore sulle coste dell'Atlantico.

Forse, per le caratteristiche del nostro Paese, varrebbe la pena di considerare "impiantini" elettrolizzatori standar-dizzati e modulari di qualche kW, con relativo "impiantino" fotovoltaico, per i quali abbiamo già in Italia una fabbrica, anche se di proprietà di una startup estera.





L'Energy & Utilities è un settore variegato all'interno del quale si trovano diverse ripartizioni che sono state soggette negli ultimi anni a profondi sconvolgimenti. Tra queste la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, la trasformazione delle ex aziende municipalizzate in società per azioni (spesso quotate in borsa) la crescita delle operazioni di acquisizione e fusione e l'ingresso nel settore di attori stranieri (spesso in partnership con le imprese nazionali).

Attualmente il mercato Energy e Utilities sta evolvendo radicalmente con i player energetici tradizionali che si ritrovano ad affrontare grandi e fondamentali sfide per sopravvivere ai cambiamenti che stanno accadendo nel sistema energetico.

Il tradizionale sistema centralizzato caratterizzato da un approccio *top-down* (dalla generazione alla trasmissione, distribuzione e vendita) sta mutando verso un ecosistema fermamente più distribuito, interattivo e interconnesso fondato su realtà locali. Tecnologie innovative, nuovi player ed una maggiore interazione tra service provider e clienti, contraddistinguono e contraddistingueranno sempre di più il mercato dell'energia, abilitando una vasta gamma di servizi decisamente più estesa che in passato.

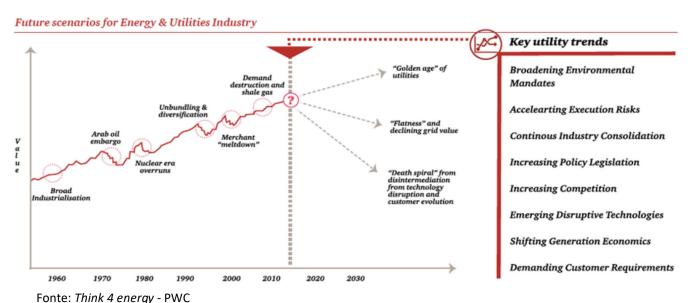
Tra i fattori che incentivano la trasformazione del settore Energy e Utilities un ruolo decisivo è giocato dalle politiche dei governi, che si stanno responsabilizzando velocemente adattan-

dosi alle esigenze della società e alle nuove tecnologie che hanno un rilevante impatto sui mercati.

In Europa ed esempio, le politiche incoraggiano sempre più lo sviluppo della produzione di energia elettrica distribuita, per la quale si prevede che i veicoli elettrici, la domanda flessibile e le soluzioni di energy storage svolgeranno un ruolo sempre più significativo così come la nascita delle Comunità energetiche locali.

Come riporta il documento del WEC "World Energy Trilemma, Priority actions on climate change and how to balance the trilemma", l'energia distribuita offre diversi vantaggi, tra questi: il risparmio energetico (tramite attività di controllo dei consumi e gestione della domanda), la generazione locale e lo storage distribuito. Si tratta pertanto di una notevole porzione del mercato, in cui si stanno concentrando non solo i colossi del settore energetico, ma anche i nuovi players del mercato (secondo PWC la generazione distribuita influenzerà in modo significativo il mercato delle aziende elettriche, arrivando a toccare oltre il 20% della quota di mercato entro il 2030).

Il settore Energy & Utilities sta quindi affrontando un grande processo di trasformazione incoraggiato anche dalla rivoluzione digitale che sta incentivando all'apertura di nuove forme più semplici di gestione, controllo e trading di



energia.

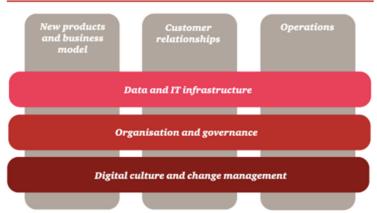
Nello studio "Think 4 energy" di PWC sono stati identificati tre possibili scenari futuri per il settore energetico al 2030, tra questi:

- 1. La "Golden Age" dell'energia, in cui le aziende energetiche godranno di crescita e notevole successo;
- 2. La "*Death Spiral*" per i player energetici tradizionali , a causa della disintermediazione, delle tecnologie rivoluzionarie e del comportamento dei clienti, che determineranno un grave declino delle utility e dei sistemi energetici attuali;
- 3. "*Flatness*", lento declino delle società e degli attuali sistemi energetici basati su reti centralizzate.

In tale quadro la digitalizzazione risulta essere un elemento fondamentale. Per avere successo nell'era digitale, le aziende devono essere dotate di una forte capacità di analisi dei dati e di una robusta infrastruttura.

Lo scenario attuale evidenzia tuttavia la mancanza di una chiara

Digital transformation: the six pillars



visione del digitale da parte dei player del mercato. Nei casi in cui sta prendendo forma una strategia digitale infatti, questa risulta spesso frammentata e guidata da business unit distinte piuttosto che da un piano condiviso a livello centrale.

Per tali ragioni PWC ha identificato i seguenti sei pilastri su cui le organizzazioni dovrebbero concentrare i loro sforzi per avere successo nella trasformazione digitale, tra questi: customer relationship, operation, nuovi prodotti e modelli di business, organizzazione e governance, dati e infrastrutture IT, cultura digitale e gestione del cambiamento.

Customer relationship: rafforzare la relazione con il cliente tramite canali digitali risulta fondamentale in un'ottica dove le aziende lottano per trattenere i clienti e respingere nuove minacce legate alla generazione distribuita (obiettivo di migliorare l'usabilità e l'esperienza dei loro clienti).

Operation: investire nella digitalizzazione degli asset e l'Internet of Things, aspetti che risultano essere una priorità per aziende asset-based quali le utility. Tra le sfide l'utilizzo di dati realtime e di performance analytics e l'implementazione di un'architettura industriale in grado di gestire i dati in modo integrato lungo tutta l'organizzazione e tutti I processi.

Nuovi prodotti e modelli di business: fornire opportunità per le utility in ambito di smart home, energia distribuita ed efficienza

energetica (settori che stanno attirando i maggiori investimenti).

Organizzazione e governance: ricercare ed assumere talenti (manager del futuro) che abbiano le capacità di coprire i ruoli chiave, soprattutto per il ruolo di Chief Data Officer (CDO).

Dati e infrastrutture IT: utilizzare dati analytics risulta essere fondamentali per le utility, con applicazioni che vanno dal coinvolgimento e la fidelizzazione dei clienti, all'individuazione di perdite non tecniche di rete (frodi), alla manutenzione predittiva, all'ottimizzazione delle performance degli investimenti in immobilizzazioni.

Cultura digitale e gestione del cambiamento: diffondere una cultura digitale nell'organizzazione avviando programmi di gestione del cambiamento che siano in grado di coinvolgere le risorse è un aspetto essenziali per le aziende, se vogliono raggiungere un approccio digitalmente flessibile

mirato al cliente(mantenendo così la loro quota di mercato).

Per entrare nella golden age dell'Energy & Utilities, le soluzioni risultano pertanto essere incentivare la rivoluzione digitale, così da catturare le opportunità di digitalizzazione presenti e future, ed incoraggiare la nascita delle comunità energetiche dei cittadini, considerati in quanto consumatori finale un forte fattore "pull". I clienti infatti sono sempre più sensibili a i temi attuali di transizione e si sentono guidati da esigenze diverse rispetto a quelle tradizionali. Elementi come la reputazione, l'attenzione all'ambiente e la trasparenza sulla quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, stanno diventando per la comunità componenti sempre più rilevanti.

Allo stesso modo, anche i canali digitali (che consentono il coinvolgimento dei clienti e la gestione dei relativi contratti) sono diventati risorsa per le Utilities, in particolare per quanto riguarda il canale della mobilità. Anche altri fattori come capability sull'Internet of Things, su *smart appliance* e piattaforme per prosumer, diventeranno elementi di differenziazione nelle scelte dei clienti finali.

In questo scenario, come riportato da PWC, esiste, pertanto, la possibilità che parte del valore del mercato venga assimilato da operatori orientati alla tecnologia piuttosto che dai player tradizionali.

"Si sta infatti assistendo ad un crescente interesse da parte di aziende impegnate nel mondo dell'online, del digital e del data management, alle soluzione di home automation e risparmio energetico come opportunità di aggregazione e utilizzo sinergico dei dati. Inoltre, nelle community di energia distribuita con micro-grid proprietarie, altri player possono assumere il ruolo di gestori energetici, quali reti di trasporto, comunità residenziali o comunità industriali". Bisognerebbe pertanto non solo approfittare delle opportunità di digitalizzazione presenti e future ma anche incentivare la crescita delle comunità energetiche locali rinnovabili così da rendere concreta la transizione energetica incentivando il processo di decarbonizzazione.

Gestione del rischio climatico ai tempi di COVID-19

di Antonino Bonfiglio



Possiamo prepararci per ogni scenario o crisi che potrebbe accaderci in futuro? Sia come individui che come istituzioni dobbiamo considerare costantemente la gamma di rischi che affrontiamo e prendere decisioni sulla base di informazioni imperfette.



Bill Gates lo aveva detto, come anche l'OMS, che la possibilità del verificarsi di una pandemia non fosse da sottovalutare e che avrebbe avuto effetti nefasti sia sotto il profilo sociale che economico; sapevamo che sarebbe potuto succedere, è successo.

D'altra parte, il pensiero di ritrovarci tutti coinvolti in una situazione simile esulava dalla mente di ciascuno e la premura verso la risposta all'emergenza sta ora monopolizzando l'attenzione di governi, mercati, imprese, società civile e media.

Le prossime settimane saranno caratterizzate da profonda incertezza, ma due aspetti saranno inequivocabili: in primo luogo, ingenti capitali verranno investiti per rispondere alle ripercussioni del COVID-19; in secondo luogo, le azioni di contrasto al cambiamento climatico subiranno un brusco rallentamento.

Facendo un passo indietro, il 2020 si sarebbe dovuto rivelare l'anno di quantificazione dei progressi nella riduzione delle emissioni, ponendo nuovi obiettivi e strategie per la loro realizzazione e nella COP26 di novembre, il momento più alto.

A presiedere la conferenza di Glasgow sarebbe toccato a Regno Unito ed Italia, due paesi fortemente investiti dall'emergenza ma che da tempo sono all'avanguardia nel contrasto ai rischi climatici e che hanno espresso la volontà di realizzare la COP nel momento di distensione dall'attuale crisi, per cui la prossima data non sarà soggetta a volontà politiche ma a decisioni di sicurezza sanitaria.

Questa emergenza sta ponendo una domanda fondamentale per il multilateralismo: vediamo la nostra sicurezza futura in cooperazione o isolamento? Per oltre 20 anni si è convenuto che il cambiamento climatico è un problema globale che richiede soluzioni globali. Non possiamo rischiare di rimodellare un sistema che richiede un approccio globale per "andare da soli", quando sappiamo che la crisi dietro l'angolo non rispetterà i confini o i blocchi.

Per cui situazioni di questa portata devono invitarci maggiormente a riflettere sulla necessità di approntare misure di contrasto adeguate e tempestive, e che ad una minaccia globale si può rispondere solo con un'azione congiunta. Questo vale per il coronavirus, come per il clima.

Dunque, quali lezioni possiamo trarre da approcci cooperativi alla crisi COVID-19 per affrontare la crisi climatica? Il periodo è propizio per accrescere la consapevolezza sul futuro che vogliamo, per cui, dal momento in cui le risposte alla crisi si trasformeranno in ripresa dovremo dedicare particolare attenzione alle scelte politiche ed economiche da effettuare affinché non si vanifichi il lavoro svolto finora, inoltre, proprio tempi come questo dimostrano senza ombra di dubbio in che modo i sistemi scientifici di allarme rapido e le strutture di cooperazione e governance internazionali possano contribuire al salvataggio di vite umane.

Dovremmo essere sostenuti dagli esempi di estensione della solidarietà tra individui, comunità e paesi in risposta al COVID-19, e portare questo senso di solidarietà avanti sostenendo i paesi più vulnerabili che già soffrono gli impatti della crisi climatica.

La resilienza è una pietra miliare in tempi incerti. Ciò significa utilizzare pacchetti di investimenti da iniettare in diversi settori per aumentarne la resistenza ai rischi, e ciò è multilivello, vale per i sistemi sanitari come per i sistemi energetici e di trasporto biosostenibili.

Nel tempo la resilienza deve essere meglio integrata in tutti i nostri sistemi economici e di governance, contribuendo in questo modo a rafforzare l'intero sistema ed a limitare i rischi futuri.



Il coronavirus ha avuto un impatto disastroso non solo sulla do di trasportare i prodotti. Anche alcune fabbriche di collettività ma anche sui mercati e sull'economia. proprietà privata non hanno potuto riprendere la produ-

In questo scenario il mercato energetico è stato la prima vittima del contagio specialmente dal punto di vista della domanda, collassata a causa della recessione economica.

Nei primi mesi del 2020, il mercato del gas, come quello del petrolio, ha registrato globalmente prezzi molto bassi raggiungendo picchi di riduzione rilevanti. L'esplosione del focolaio di infezione nato nella città cinese di Wuhan (che ha raggiunto il picco nel mese di gennaio) ha indotto le autorità cinesi ad adottare misure eccezionali per isolare l'intera provincia (con una popolazione equivalente a quella dell'Italia). Tra queste, il fermo di molte attività produttive oltre che le restrizioni dei movimenti di persone e merci da e verso la Cina. Il blocco, che ha impedito a numerose aziende di operare onde evitare la diffusione del virus, ha causato l'inevitabile chiusura di diverse società, colpendo ulteriormente la domanda di gas. Presi dal panico, alcuni governi hanno lanciato politiche locali estreme ignorando le conseguenze per l'economia.

Il consumo di gas naturale cinese, a causa della pandemia, ha riportato effetti significativi molto negativi con una riduzione della domanda da parte dei settori industriali e commerciali. Il consumo di gas è crollato perché gli utilizzatori non hanno potuto riprendere la produzione.

Le 13 province maggiormente colpite dall'epidemia e quindi in lock down rappresentavano infatti oltre il 61% di consumo totale di gas cinese l'anno scorso.

Secondo il World Gas Internationial (Gennaio 2020), il più grande produttore cinese di gas China National Petroleum Corp (CNPC) ha previsto che le stime di crescita della domanda annuale di gas per il 2020 scenderanno a meno del 6% rispetto ad una precedente previsione del 8,6%.

Per quanto riguarda le importazioni di gas cinesi, quelle provenienti dalla Russia continueranno, nonostante la Russia abbia stabilito di chiudere il confine con la Cina per prevenire la diffusione della malattia.

La CNPC comunque continuerà ad accettare il gas russo poiché Pechino non è disposta a mettere a repentaglio le sue relazioni con Mosca. La società preferirebbe infatti ridurre la produzione interna di gas piuttosto che fermare i flussi russi. L'Australia ha imposto invece un periodo di quarantena di 14 giorni per le navi e l'equipaggio provenienti dai porti cinesi. Le rigide politiche di quarantena dell'Australia hanno quindi contribuito a ritardare lo scambio di merci, ivi compreso il GNL esportato in Cina. Si prevede tuttavia che la domanda di gas rimarrà ferma poiché gli utenti industriali cinesi non possono ottenere la materia prima per riprendere la produzione e non sono in gra-

do di trasportare i prodotti. Anche alcune fabbriche di proprietà privata non hanno potuto riprendere la produzione perché non possedevano abbastanza mascherine da fornire ai loro lavoratori.

Nonostante la situazione in Cina alla fine del primo trimestre del 2020 sia migliorata mostrando un inizio di ripresa della vita quotidiana nel territorio (fino a fine marzo ancora blindato ed in allerta), la resistenza al consumo di gas continuerà a dipendere dalla durata della pandemia di coronavirus che a metà marzo si è spaventosamente diffusa in tutto il globo.

Mentre il coronavirus si diffonde oltre l'epicentro della Cina, i venditori di GNL sono in attesa di vedere se la domanda asiatica crollerà ulteriormente. Il numero di casi confermati nel primo quadrimestre del 2020 è infatti aumentato in Giappone e Corea del Sud, che insieme alla Cina risultano essere i maggiori acquirenti di GNL al mondo.

Ciò ha scatenato timori tra i fornitori di un crollo della domanda di gas nei due paesi.

La maggior parte degli attori del mercato, tuttavia, hanno respinto uno scenario così drammatico, affermando che, sebbene la domanda in Corea del Sud e Giappone stia affrontando rischi al ribasso, è improbabile che crolli pesantemente. La domanda di GNL in entrambi i paesi è infatti apparentemente rimasta sostanzialmente stabile. Ci sono state solamente alcune interruzioni delle consegne (alcuni carichi di GNL sono stati infatti dirottati o costretti a fluttuare al largo).

I traders affermano comunque che la domanda in entrambi i paesi stia reggendo perché nessuno dei due governi ha imposto le misure adottate dalla Cina per combattere il virus, tra cui la chiusura di strutture commerciali e industriali.

Le fabbriche e gli uffici sono rimasti aperti e, a differenza della Cina, i terminali di importazione hanno continuato a funzionare normalmente.

Soffermandoci sullo scenario occidentale, l' Italia (primo paese europeo colpito dal Covid 19) dalla seconda settimana di marzo è entrata effettivamente in quarantena dopo che il governo ha imposto un blocco a livello nazionale arrestando tutte le attività economiche tranne quelle essenziali di tutto il paese.

Contemporaneamente, l'epidemia da Covid si è sviluppata in altri paesi occidentali quali Spagna, Francia, Regno Unito e Stati Uniti registrando un numero di contagi sempre più in incremento in tutto il mondo.

In questo scenario il mercato energetico europeo è in una situazione di stallo.

Se da un lato il Covid 19 ha bloccato l'economia e quindi il consumo
di energia, rallentando la domanda
di fonti primarie quali petrolio, gas
e carbone, dall'altro potrebbe essere un fattore suscettibile di incidere
sul processo di decarbonizzazione e
di transizione energetica se, quando il sistema economico ripartirà, si
terrà conto degli indirizzi contenuti
nel Green Deal Europeo investendo
in tecnologie all'avanguardia, fonti
green ed economia circolare.

Il primo trimestre del 2020 è stato pertanto pesantemente influenzato

e compromesso dal Coronavirus con rallentamenti sia della domanda che del consumo di energia.

Le più recenti analisi dell'Osservatorio Energia dell'AIEE evidenziano come con l'arrivo del Coronavirus, la domanda europea di gas naturale stia crollando ai minimi storici in un contesto di prezzi in forte ridimensionamento.

In diversi paesi europei tra cui Italia, Spagna e Regno Unito, i blocchi e le restrizioni interne si sono intensificati verso la fine di marzo influenzando l'attività economica e quindi il consumo di gas.

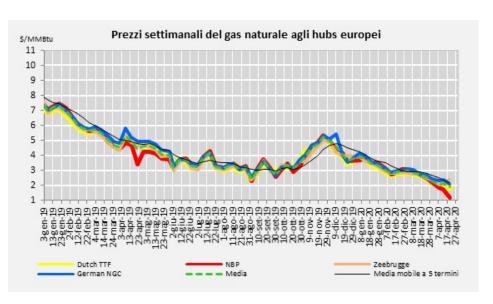
Secondo i dati dell'operatore di rete Snam, il consumo di gas industriale in Italia è crollato a marzo del 16% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente. Analogamente la domanda per usi termoelettrici si è ridotta del 18% .

Per quanto riguarda la Spagna, come mostrano i dati dell'operatore di rete Enagas, la domanda totale è invece scesa del 5% mentre i consumi di gas per la produzione di elettricità sono crollati del 25%.

Nella prima metà di aprile il numero di decessi è iniziato a rallentare sia in Spagna che in Italia, suggerendo che il virus potrebbe aver raggiunto il suo picco. Tale sentimento ha favorito spunti di ripresa nei mercati azionari europei e statunitensi, anche i prezzi del carbonio della UE hanno nuovamente varcato la soglia dei € 20 per tonnellata. In conclusione, il coronavirus avrà un grande impatto sull'approvvigionamento di gas in Europa. Secondo la società di consulenza Wood Mackenzie Collineau, la Russia rimane nella posizione migliore per mantenere la sua quota di principale esportatore europeo, favorito anche dalla riduzione delle quotazioni del rublo.

Nei periodi di basso prezzo del petrolio, il rublo russo tende infatti a deprezzarsi, il che significa che l'economia delle esportazioni russe verso il mercato europeo migliora perché rende i trasporti più economici in termini di dollari. Le esportazioni di GNL in Europa più colpite dai prezzi bassi dovrebbero invece essere quelle degli Stati Uniti.

Se il coronavirus continuasse a deprimere la domanda di petrolio e gas per tutto il resto dell'anno, mantenendo bassi i prezzi, la produzione di gas degli Stati Uniti potrebbe diminuire, aumentando nella prossima stagione inver-



nale i prezzi di riferimento di Henry Hub e rendendo il GNL statunitense più costoso nel 2021 (WGI prevede che i prezzi di Henry Hub saranno pari a circa 3,25 \$/MMBtu l'anno prossimo contro i 1,90 \$/MMBtu di oggi).

L'impatto del corona virus sui prezzi del gas è stato molto rilevante

Con l'arrivo della stagione invernale, i prezzi medi degli Hubs europei commercializzati avevano registrato un leggera crescita (registrando a dicembre un prezzo medio pari a 4,40 \$/MMBtu), ma i mesi successivi si sono mossi su un trend discendente per effetto del crollo di domanda provocato dal "contagio" dei mercati energetici da parte del Corona Virus.

Dopo le forti riduzioni di gennaio e febbraio a marzo i prezzi sui vari Hubs hanno registrato ulteriori riduzioni (sullo sfondo della crisi da Covid-19).

Il prezzo medio del Bunde/Dutch TTF è stato pari a 2,73 \$/MMBtu; il 7,1% in meno rispetto a febbraio ed il 48,5% in meno rispetto allo stesso mese del 2019.

Il gas commercializzato al NBP ha riportato un prezzo medio pari 2,77 \$/MMBtu; con una variazione percentuale pari al -9,3% rispetto a febbraio ed al -47,4% rispetto a marzo dell'anno precedente. Il gas scambiato a Zeebrugge ha invece toccato i 2,75 \$/MMBtu, con una riduzione del 7,4% rispetto al mese precedente ed una riduzione del 47,1% rispetto a marzo 2019. Il German NGC, infine, ha registrato un prezzo medio pari a 2,90 \$/MMBtu, il 6,1% in meno rispetto a febbraio ed il 47,9% in meno rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Durante la prima metà di aprile le qualità di gas Bunde TTF, NBP, Zeebrugge e German NGC hanno registrato una crescita riportando un prezzo pari a 1,71 \$/MMBtu, 2,31 \$/MMBtu, 2,15 \$/MMBtu e 2,37 \$/MMBtu; con una riduzione percentuale pari al 38,3%, 16,1%, 21,2% e 18,3% rispetto ai prezzi medi di marzo 2020 ed il 61,3%, 52,8%, 56,1% e 54,7% in meno rispetto allo stesso mese del 2019.

Come riportato dai contratti day-ahead sui principali hubs europei, il National Balancing Point (NBP) del Regno Unito e il TTF olandese, sono ad aprile entrambi scesi sotto i 2 \$/MMBtu registrando il 20 aprile un prezzo rispettivamente pari a 1,30 \$/MMBtu (il più basso da settembre 2009) e 1,98 \$/MMBtu. Le qualità Zeebrugge e German NCG hanno invece registrato



Norme generali sul sistema energia

02 aprile 2020

Delibera 116/2020/R/com - Misure urgenti connesse all'emergenza epidemiologica COVID-19, in tema di erogazione dei servizi di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale

Il presente provvedimento dispone deroghe alla regolazione contenuta nei codici di rete in merito alla gestione dei possibili inadempimenti nei pagamenti degli utenti connessi alle misure urgenti di cui alla deliberazione 60/2020/R/com; inoltre, considerato il particolare contesto emergenziale, il provvedimento dispone deroghe alla regolazione delle garanzie che gli utenti sono tenuti a prestare per l'accesso alla rete. Infine, sono introdotte disposizioni per i distributori in tema di versamenti degli oneri generali di sistema a CSEA e al GSE https://www.arera.it/it/quadrostrategico//1921 OS19.htm

Delibera 117/2020/R/com - Ulteriori misure urgenti per l'emergenza epidemiologica COVID-19 a tutela dei clienti e degli utenti finali: modifiche ed integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2020, 60/2020/R/com

La presente deliberazione proroga il termine delle misure della deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2020, 60/2020/R/com fino al 13 aprile 2020 e integra la deliberazione medesima con ulteriori misure urgenti per l'emergenza epidemiologica COVID -19 a tutela dei clienti e utenti finali in termini di modalità di invio delle bollette e rateizzazione dei pagamenti.

Coronavirus: ARERA proroga al 13 aprile il blocco dei distacchi per elettricità, gas e acqua:

Nuovi criteri di rateizzazione e facilitato l'invio della bolletta elettronica. Misure urgenti anche per gli operatori, su trasporto elettricità e distribuzione gas.

https://www.arera.it/it/com/stampa/20/200402.htm

13 aprile 2020

Delibera 124/2020/R/com - Proroga delle misure urgenti per l'emergenza epidemiologica COVID-19 a tutela dei clienti e utenti finali: modifiche alla deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2020, 60/2020/R/com

La presente deliberazione proroga il termine delle misure di cui alla deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, come modificata e integrata dalla deliberazione 117/2020/R/com, fino al 3 maggio 2020

23 aprile 2020

Segnalazione 136/2020/I/com - Segnalazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente a Parlamento e Governo in merito alle misure a sostegno degli investimenti e a tutela delle utenze finali del servizio di gestione integrata dei rifiuti, urbani e assimilati, e del servizio idrico integrato e dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale, in conseguenza dell'emergenza epidemiologica da COVID-19

Argomento: Segnalazione di ARERA in merito ad alcune ipotesi di intervento normativo da sottoporre alla valutazione di Governo e Parlamento, al fine di contribuire a mitigare, per quanto possibile, la situazione di disagio e le eventuali criticità per i clienti finali di energia elettrica e gas naturale, nonché delle utenze finali del servizio idrico integrato e del servizio di gestione dei rifiuti, urbani e assimilati, derivanti dall'attuale emergenza epidemiologica COVID-19. L'ARERA, dopo avere illustrato sinteticamente le misure già adottate per mitigare, per quanto possibile, la situazione di disagio e di potenziale criticità per i consumatori finali e per le imprese dei settori regolati, intende richiamare l'attenzione di Parlamento e Governo sul fatto che le misure emergenziali deliberate, pur necessarie per far fronte alle criticità per i consumatori e per talune imprese, non potranno tuttavia essere mantenute nel tempo in via strutturale; ciò causerebbe, infatti, una perdita di solidità economicofinanziaria per intere filiere settoriali, con ricadute negative, in ultima istanza, sui clienti/utenti dei servizi nei settori regolati. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno avviare il superamento delle misure urgenti adottate nell'ultimo mese e valutare l'introduzione di nuovi strumenti di attenuazione delle criticità emergenti già a partire dalle prossime settimane, anche sulla base delle informazioni acquisite nell'ambito della sua continua attività di monitoraggio. Inoltre, l'Autorità evidenzia, con tale Segnalazione, l'opportunità di alcuni interventi normativi tesi a sostenere le azioni urgenti che la medesima ritiene necessarie per affrontare in maniera adeguata l'attuale emergenza, con particolare riferimento ai settori del servizio idrico integrato e della gestione dei rifiuti urbani e assimilati, nonché dei bonus sociali.

28 aprile 2020

Delibera 140/2020/R/com - Proroga delle disposizioni urgenti di cui alla deliberazione dell'Autorità 76/2020/R/com in materia di bonus elettrico, bonus gas e bonus sociale idrico introdotte a seguito dell'emergenza epidemiologica da COVID-19

A fronte del permanere della situazione emergenziale in atto e dell'efficacia delle misure governative di contenimento dell'epidemia da COVID-19, prorogate sino al 3 maggio 2020 dal dPCM 10 aprile 2020, il provvedimento estende al 31 maggio 2020 il periodo di sospensione di cui al punto 1 della deliberazione 76/2020/R/com, ferme restando le ulteriori disposizioni di cui alla medesima delibera.

30 aprile 2020

Delibera 148/2020/R/com - Ulteriore proroga delle misure urgenti per l'emergenza epidemiologica COVID-19 a tutela



dei clienti e utenti finali: modifiche alla deliberazione dell'Autorità 60/2020/R/com

La presente deliberazione proroga a favore dei clienti e utenti finali domestici il termine delle misure della deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, come modificate dalla deliberazione 117/2020/R/com e dalla deliberazione 124/2020/R/com, fino al 17 maggio 2020. Inoltre, relativamente al servizio idrico integrato, il presente provvedimento - al fine di prevenire le situazioni di morosità in cui potrebbero incorrere in particolare le utenze produttive - introduce la facoltà per le utenze ad uso diverso dal domestico di richiedere la rateizzazione delle fatture (i) non ancora scadute alla data del 4 maggio 2020 e, comunque, con scadenza entro il 31 maggio 2020; (ii) emesse tra il 4 maggio 2020 e il 31 maggio 2020.

Delibera 149/2020/R/com - Proroga delle misure urgenti per l'emergenza epidemiologica COVID-19, in tema di erogazione dei servizi di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale: modifiche alla deliberazione dell'Autorità 116/2020/R/COM

Il presente provvedimento dispone la proroga delle deroghe introdotte con la deliberazione 116/2020/R/COM sia con riferimento alla gestione dei possibili inadempimenti nei pagamenti degli utenti e alla gestione delle garanzie che gli utenti sono tenuti a prestare per l'accesso alla rete, sia alle disposizioni inerenti gli obblighi di versamento degli oneri generali di sistema a CSEA e al GSE da parte dei distributori. Inoltre, il provvedimento introduce disposizioni circa l'applicazione degli interessi di mora per i ritardi di pagamento degli importi per cui hanno effetto le deroghe previste.

05 maggio 2020

Delibera 159/2020/A - Nomina del comitato di gestione della Cassa per i servizi energetici e ambientali. I presente provvedimento nomina i Componenti del Comitato di gestione della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali - CSEA.

I Collegio di ARERA, in base alla normativa vigente e allo Statuto della Cassa per i Servizi Energetici e ambientali (CSEA) - d'intesa con il Ministro dell'Economia e delle Finanze - ha nominato l'Avv. Giandomenico Manzo nuovo Presidente della CSEA e il dott. Fabio Cantale e la dott.ssa Loredana Ruggieri Componenti del comitato di gestione della CSEA. Gli incarichi avranno durata triennale. Per l'espletamento dell'incarico l'Avv. Giandomenico Manzo, dirigente dell'ARERA, viene collocato fuori ruolo. Con queste nomine si interrompe la fase commissariale della CSEA avviata a seguito delle dimissioni del precedente Presidente e di un Componente del comitato di gestione.

Energia elettrica

01 aprile 2020

Delibera 114/2020/R/eel - Approvazione della metodologia per lo splitting della capacità rilevante per l'orizzonte tempora-

le di lungo termine per la regione (CCR) GRIT, ai sensi dell'articolo 16 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA)

Con questo provvedimento l'Autorità, in coordinamento con le autorità di regolazione della CCR GRIT, approva la metodologia di splitting della capacità di lungo termine sugli orizzonti temporali annuale e mensile relativa alla medesima CCR.

Delibera 115/2020/R/eel - Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità per l'orizzonte temporale di lungo termine per la regione (CCR) GRIT, ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA)

Con questo provvedimento l'Autorità, in coordinamento con le autorità di regolazione della CCR GRIT, approva la metodologia di calcolo della capacità per gli orizzonti temporali di lungo termine relativa alla medesima CCR. https://www.arera.it/allegati/docs/20/115-20.pdf

07 aprile 2020

Delibera 121/2020/R/eel - Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi in presenza dell'emergenza epidemiologica da COVID-19

Il presente provvedimento modifica, almeno transitoriamente e fino al 30 giugno 2020 la regolazione vigente degli sbilanciamenti introducendo elementi che permettano di limitare la variabilità del prezzo unitario di sbilanciamento (anche rispetto ai prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP) pur mantenendo per quanto possibile l'aderenza ai costi del servizio ed evitando, in tal modo, che vengano a mancare le misure sufficienti a contrastare le strategie di programmazione non diligente finalizzate a trarre vantaggio dalla mancata programmazione.

28 aprile 2020

Delibera 144/2020/R/eel - Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, per l'anno 2019

La delibera provvede alla determinazione in via definitiva delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui ai commi 8.1 del TIT e 37.2 del TIME, per l'anno 2019, per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo.

05 maggio 2020

Delibera151/2020/R/eel - Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per l'anno 2019 per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo La delibera provvede alla determinazione in via definitiva delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui ai commi 8.1 del TIT e 37.2 del TIME, per l'anno 2019, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.



Gas naturale

01 aprile 2020

Delibera 106/2020/R/gas - Rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2009-2018

Con il presente provvedimento si procede alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2018, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2020.

14 aprile 2020

Delibera 127/2020/R/gas - Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2020

Con il presente provvedimento si procede all'approvazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2020.

Delibera 128/2020/R/gas - Disposizioni in materia di distribuzione gas diversi. Modifiche alla RTDG approvata con deliberazione dell'Autorità 570/2019/R/gas

Con il presente provvedimento viene modificata la definizione di ambito gas diversi di cui all'articolo 1, comma 1, della RTDG e vengono rideterminate alcune opzioni gas diversi approvate con deliberazione 571/2019/R/gas.

https://www.arera.it/allegati/docs/20/128-20.pdf

28 aprile 2020

Delibera 147/2020/R/gas - Aggiornamento, per il mese di

maggio 2020, 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 maggio 2020, 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.

05 maggio 2020

Delibera 156/2020/R/gas - Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai fini dell'erogazione di ammontari relativi agli esiti della quarta sessione di aggiustamento effettuata ai sensi della deliberazione dell'Autorità 670/2017/R/qas

Il presente provvedimento approva disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali per la corresponsione a Snam Rete Gas S.p.A., in qualità di Responsabile del bilanciamento, di ammontari relativi agli esiti della quarta sessione di aggiustamento, effettuata ai sensi della deliberazione 670/2017/R/gas, concernente l'anno 2018.

Delibera 157/2020/R/gas - Disposizioni in materia di definizione dei prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione

Con il presente provvedimento sono disposte previsioni funzionali alla gestione delle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione, relative alla definizione e pubblicazione del prezzo di riserva



Iran: la produzione di gas di South Pars ha raggiunto i 700 mcm/g



Secondo la Pars Oil and Gas Company, il campo iraniano di South Pars ha prodotto oltre 700 mcm/g nell'anno 2019-2020 (21 marzo 2019-20 marzo 2020). Il giacimento di gas South Pars/North Dome è il più grande del mondo ed è condiviso tra Iran e Qatar. Il suo sviluppo da parte iraniana è suddiviso in circa 24 Fasi, 23 delle quali sono attualmente attive. Le Fasi 1-10 sono destinate al consumo interno e all'iniezione nei giacimenti petroliferi iraniani, mentre il gas proveniente dalle altre fasi dovrebbe essere esportato.

La Fase 11 dovrebbe avere una capacità produttiva di oltre 56 milioni di mc/g a partire dal 2021.

Nel luglio 2017, un consorzio guidato da Total e CNPC ha firmato un contratto con NIOC per lo sviluppo del giacimento di gas South Pars Fase 11 (SP11), che avrebbe dovuto essere gestito da Total (50,1%), in collaborazione con Petropars, una controllata al 100% della National Iranian Oil Company - NIOC (19,9%) e la società petrolifera statale cinese CNPC (30%). Nel luglio 2018, Total ha rinunciato al contratto, non avendo ottenuto una deroga da parte delle autorità statunitensi, che avevano ripristinato le sanzioni contro l'Iran. La CNPC è subentrata a Total a novembre 2018 e nell'ottobre 2019 ha rinunciato a partecipare allo sviluppo di SP11. Petropars ha acquisito il controllo dell'intero progetto e svilupperà da sola il blocco offshore.

Iraq: Basra Oil sceglie la CNPC per costruire a Majnoon un impianto di gas

La compagnia petrolifera statale irachena Basra Oil ha assegnato alla CPECC - China Petroleum Engineering & Construction Corp, una consociata di CNPC - China National Petroleum Corp un contratto di ingegneria di 203 milioni di dollari per la costruzione di un impianto di trattamento del gas acido presso il giacimento petrolifero di Majnoon in Iraq. L'impianto di gas avrà una capacità di 4,4 milioni di mc/g (1,6 miliardi di mc/anno) e dovrebbe essere completato entro 29 mesi, ovvero entro la fine di agosto 2022.

Il giacimento petrolifero di Majnoon detiene circa 1,7 Gt di riserve petrolifere e ha iniziato la produzione nel 2014.

La Shell è stato l'operatore del campo di Majnoon con una quota del 45% alla quale ha rinunciato nel 2017 e in seguito

L'Argentina ha bloccato due grandi progetti di infrastrutture energetiche

Il governo argentino ha bloccato due grandi progetti di infrastrutture energetiche - la prima sezione di un nuovo gasdotto per Vaca Muerta e una linea di trasmissione di energia - a causa della mancanza di finanziamenti, in un contesto di incertezza economica.

La gara d'appalto per la costruzione della prima sezione di un gasdotto tra Tratayén nel giacimento di Vaca Muerta (provincia di Neuquén) e Salliquelo (Buenos Aires) è stata rinviata per la terza volta, poiché non è stata presentata alcuna offerta. La prima sezione richiederebbe 800 milioni di dollari in investimenti per consegnare 15 milioni di mc/g (5,5 miliardi mc/anno) di gas da Vaca Muerta ai centri di consumo. Tuttavia, la perforazione del gas è stata interrotta da agosto 2019; la brutta pandemia del covid19 e il calo dei prezzi del petrolio hanno degradato la redditività economica della produzione di gas in quest'area e si prevede che la riduzione degli investimenti ridurrà la produzione di gas nel 2020 e nel 2021.

Inoltre, il governo ha annullato la gara per costruire una linea di trasmissione di energia per un valore di 560 milioni di dollari tra Río Diamante (provincia di Mendoza) e Charlone (provincia di Buenos Aires).

Dal 2021 l'Australia rimuove il divieto di perforazione convenzionale di gas

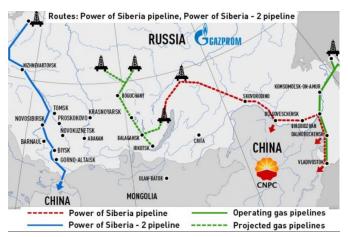
Lo stato australiano del Victoria ha deciso di rimuovere il divieto di perforazione convenzionale di gas on shore dal 1° luglio 2021, nel tentativo di aumentare la sua fornitura di gas locale. La perforazione convenzionale onshore è stata vietata a Victoria nel 2014 e nel 2017 la moratoria è stata estesa a giugno 2020, quando la fratturazione idraulica (fracking) è stata definitivamente vietata. Nel marzo 2019, l'Australian Energy Market Operator (AEMO) ha annunciato che l'Australia orientale potrebbe affrontare una carenza di gas entro il 2024 con una produzione in calo nei giacimenti di Victoria Gippsland Basin, che potrebbe essere evitata sviluppando nuove riserve di gas, aumentando la capacità dei gasdotto o avviando l'importazione di GNL.



il campo è stato gestito da una società statale. Il governo iracheno prevede di aumentare la sua produzione dagli attuali 240.000 bbl/g a 450.000 bbl/g entro la fine del 2021.

Notizie dal mondo Energia ed economia - aprile 2020

Gazprom progetta il gasdotto Siberia 2



Gazprom prevede di costruire un nuovo gasdotto Power of Siberia 2 nella Siberia orientale, con una capacità di 50 miliardi di metri cubi/anno. Il nuovo progetto collegherebbe la Russia alla Cina occidentale attraverso la Mongolia.

La società statale russa è stata autorizzata ad avviare valutazione degli investimenti in fase "pre-seed", lo studio di fattibilità e i lavori di progettazione.

Come concordato nel 2014, a dicembre 2019, la Russia ha ufficialmente iniziato a fornire gas alla Cina attraverso il gasdotto Power of Siberia (un progetto di 3000 chilometri) che trasporterà 38 miliardi di metri cubi/anno di gas in Cina per un periodo di 30 anni.

Gazprom fornirà gas dal giacimento Chayandinskoye in Yakutia a Blagoveshchensk, al confine russo con la Cina e a Changling nella provincia cinese di Jilin. All'inizio del 2023 fornirà gas anche dal giacimento Kovyktinskoye situato nella regione di Irkutsk. A luglio 2019 la Cina ha iniziato a costruire una sezione di gasdotto da 1.110 km per il progetto tra Changling e Yongqing (nella provincia di Hebei). L'estensione sarà completata nell'ottobre 2020.

Nel 2019, Gazprom ha prodotto 500 miliardi di metri cubi di gas ed ha esportato 199 miliardi di metri cubi (rispetto ai 202 miliardi di metri cubi del 2018). Il gruppo prevede di costruire 1.942 km di gasdotti, avviare 114 pozzi e 3 unità complete di trattamento del gas con una capacità di 27,5 miliardi di metri cubi/anno e aumentare la quantità di gas nei siti di stoccaggio sotterraneo del gas (UGS) di 180 miliardi di metri cubi. Gazprom prevede di investire US \$ 13,7 miliardi nel 2020.



Russia: Gazprom Neft aumenterà la produzione nella regione artica

Gazprom Neft prevede di aumentare la produzione di petrolio nel Novoportovskoye (progetto Novy Port nell'Artico russo da 7,7 Mt nel 2019 a 8 Mt nel 2020 (+4%). Il giacimento petrolifero di Novoportovskoye è uno dei più grandi giacimenti di petrolio e di gas in fase di sviluppo nella penisola di Yamal, con riserve recuperabili che raggiungono 250 Mtep di petrolio e condensa e 320 miliardi di metri cubi di gas naturale. Inoltre, la società intende costruire tre pozzi aggiuntivi nel campo offshore di Prirazlomnoye, nella parte sudorientale del Mare di Barents, dove si trovano sono già presenti 19 pozzi e le sue riserve di petrolio sono stimate a 79 Mt. Nel 2019, oltre il 30% della produzione petrolifera di Gazprom Neft è stata estratta nella regione artica.



Gazprom deve rimborsare a PGNiG US \$ 1,5 miliardi per l'accordo di Yamal

La compagnia statale polacca PGNiG ha vinto un arbitrato internazionale contro Gazprom per una riduzione del prezzo del suo contratto di fornitura di gas a lungo termine nell'ambito dell'accordo di Yamal. Il tribunale arbitrale della Camera di commercio di Stoccolma ha stabilito che Gazprom deve rimborsare a PGNiG circa 1,5 miliardi di dollari per il periodo dal 1° novembre 2014-29 febbraio 2020. Inoltre i prezzi del gas nel contratto tra le due parti dovrebbero essere modificati prendendo in considerazione le quotazioni del mercato del gas naturale, poiché PGNiG sta pagando la fornitura di gas a un prezzo maggiore rispetto agli altri Paesi europei.

PGNiG ha diversificato la propria fornitura di gas negli ultimi anni. La Polonia ha firmato insieme all'Ucraina un patto tripartito con gli Stati Uniti in merito alla fornitura di GNL a lungo termine.

Nel 2019, le importazioni di GNL (la maggior parte delle quali provenienti da Qatar, Norvegia e Stati Uniti) sono aumentate del 27% (+0,7 miliardi di mc, da 2,7 miliardi di mc nel 2018 a 3,4 miliardi di metri cubi nel 2019), rappresentando il 23% delle importazioni totali di gas. Nel frattempo, le importazioni russe di gas, nel 2019 sono rimaste stabili a circa 9 miliardi di mc. Di conseguenza, la quota delle importazioni di gas dalla Russia sul volume totale delle importazioni polacche è scesa al 60% nel 2019 dal 67% nel 2018. A novembre 2019, PGNiG ha annunciato l'intenzione di concludere il suo contratto di fornitura di gas di 9 miliardi di mc/anno con Gazprom. In base alla clausola del contratto di Yamal, firmato nel 1996, le parti se non intendono proseguire l'accordo, sono tenute a presentare una dichiarazione tre anni prima della data di scadenza del contratto.



PETROLIO

Il Kuwait riprende le esportazioni di greggio dalla Zona Neutrale condivisa con l'Arabia Saudita

Il governo del Kuwait prevede di aumentare la produzione di petrolio nell'aprile 2020, con l'obiettivo di raggiungere 3,15 mb/g, rispetto alla produzione media di 2,69 m/g nel 2019 (2,74 mb/g nel 2018).

L'aumento dell'offerta arriverà dal giacimento di Wafra, situato nella zona neutrale condivisa con l'Arabia Saudita. All'inizio di aprile 2020, il Kuwait ha ripreso, dopo cinque anni, le esportazioni di petrolio greggio dal giacimento di Wafra con la prima spedizione di circa 1 mbl di greggio verso l'Asia.

Nel 2019, il Kuwait e l'Arabia Saudita hanno firmato un accordo per porre fine a una disputa quinquennale sulle risorse condivise, consentendo un riavvio della produzione nei campi di Khafji e Wafra, che era stata sospesa a maggio 2015, consentendo al Kuwait di sviluppare la sua quota nel giacimento di gas di Dorra.

La produzione di prova dalla zona neutrale è iniziata a febbraio 2020, con l'obiettivo di raggiungere 80.000 bbl/g entro settembre 2020 e 145.000 bbl/g all'inizio del 2021.

Con la fine dell'accordo OPEC+ di riduzione della produzione di petrolio e la decisione dell'Arabia Saudita di aumentare la sua produzione per raggiungere livelli record nell'aprile 2020, la produzione di petrolio da Khafji e Wafra dovrebbe raggiungere dal fine del 2020 i 320.000 bbl/g e la piena capacità produttiva di 550.000 bbl/g entro la fine del 2021.



L'Arabia Saudita prevede di aumentare le esportazioni di petrolio a oltre 10 mb/g



Il Ministero dell'Energia dell'Arabia Saudita ha annunciato che nei prossimi mesi la compagnia petrolifera nazionale Saudi Aramco produrrà 12,3 mb/g. In precedenza le direttive del governo erano di aumentare la capacità produttiva da 12 mb/g a 13 mb/g. Saudi Aramco prevede di aumentare le proprie esportazioni di petrolio di 600 kb/g per arrivare a un totale di 10,6 mb/g da maggio 2020. Per raggiungere questo obiettivo, il paese prevede di ridurre il consumo interno di petrolio nella produzione di energia e utilizzare il gas prodotto dall'impianto di Fadhili. Inoltre, la riduzione dei trasporti causata dalle misure in atto per limitare l'epidemia di Covid-19 ha ridotto la domanda interna di prodotti petroliferi. Saudi Aramco sta costruendo a Fadhili un impianto di trattamento del gas da US \$ 13,3 miliardi, previsto per il 2020. L'impianto Fadhili sarà in grado di elaborare il gas dai campi onshore e offshore. Dovrebbe lavorare un totale di 71 milioni di mc/g (26 miliardi di mc/anno) di gas non associato (80% dal giacimento di gas offshore di Hasbah e 20% dal giacimento di gas onshore di Khursaniyah). Insieme ai principali progetti di gas di Saudi Aramco Wasit e Midya, Fadhili dovrebbe aggiungere nel 2021 oltre 141 milioni si mc/g (51,5 miliardi di mc/anno), portando la produzione di gas domestico a oltre 480 milioni di mc/g o 175 miliardi di mc/ anno). All'inizio di marzo 2020, l'OPEC e i produttori di petrolio non OPEC guidati dalla Russia non erano riusciti a concordare un ulteriore taglio della produzione di greggio al fine di consolidare i prezzi globali del petrolio. L'attuale accordo sui tagli alla produzione di 2,1 mb/g è scaduto il 31 marzo 2020.

Equinor taglia i piani di investimento per il 2020 e rinvia i piani di perforazione negli Stati Uniti

Equinor ha aggiornato le sue previsioni per il 2020 nel contesto del calo dei prezzi del petrolio e di un mercato depresso basato su un prezzo medio di \$ 25 al barile. Equinor ha presentato un piano d'azione da \$ 3 miliardi per rafforzare la sua resilienza finanziaria. Il gruppo ha inoltre sospeso il programma di riacquisto di azioni fino a nuovo avviso. Equinor ridurrà le spese organiche in conto capitale di circa

il 20% nel 2020, da US \$ 10-11 miliardi a US \$ 8,5 miliardi, riducendo l'attività di esplorazione di US \$ 400 milioni a circa US \$1 miliardo e i costi operativi di circa US \$ 700 milioni rispetto alle stime iniziali. Equinor interromperà le attività a terra, le attività di perforazione e di completamento, negli Stati Uniti. Nel febbraio 2020, Equinor aveva annunciato l'intenzione di aumentare la produzione di petrolio e gas di circa il 3%/anno nel periodo 2019-2026.

Notizie dal mondo Energia ed economia - aprile 2020

La Cina e l'Indonesia riduranno i prezzi del carburante al dettaglio

La Cina e l'Indonesia hanno annunciato una riduzione dei prezzi del carburante al dettaglio, in seguito alla caduta dei prezzi internazionali del greggio.

La Cina ridurrà i prezzi al dettaglio dei prodotti petroliferi, tagliando i prezzi della benzina di US \$ 145/t (circa -14%,) e del diesel di US \$ 139/t (-15,5%). Ciò corrisponde alla riduzione dei prezzi del carburante al tasso minimo di US \$ 40/bbl definito nell'ambito dell'attuale meccanismo di prezzi.

La Cina, nel tentativo di attenuare la volatilità dei prezzi internazionali, regola i prezzi dei prodotti petroliferi raffinati domestici - se variano tra \$ 40/bbl e \$ 130/bbl - quando i prezzi internazionali del greggio si traducono in una fluttuazione di oltre 7,1 \$/t per la benzina e per il diesel, per un periodo di 10 giorni. La National Development and Reform Commission (NDRC) ha chiesto alle compagnie petrolifere cinesi di attuare la politica dei prezzi e di garantire una fornitura stabile di petrolio.

In Indonesia, il ministero dell'Energia e delle risorse minerarie ha rimosso il prezzo minimo per il diesel e la benzina non sovvenzionati per consentire ai distributori di carburante di ridurre il più possibile i prezzi al dettaglio. Rimane in vigore il prezzo massimo per i carburanti, ancorato ai prezzi di Singapore. Si prevede che la compagnia petrolifera statale indonesiana Pertamina trarrà vantaggio dai bassi prezzi record per aumentare le importazioni di petrolio, preferibilmente con contratti di acquisto a lungo termine.

La capacità della raffineria del Kuwait Mina Al-Ahmadi è aumentata di 45 kb/g



La Kuwait National Petroleum Corporation (KNPC) ha completato un'espansione dei biocarburanti nella sua raffineria di Mina Al-Ahmadi. Le due unità aggiuntive hanno una capacità produttiva combinata di 45.400 bbl/g.

Dalla chiusura della raffineria di Shuaiba di 200.000 barili al giorno nel 2017, il Kuwait ha 2 raffinerie operative, per un totale di 736.000 bbl/g, vale a dire Mina Al-Ahmadi (466.000 bbl/g) e Mina Abdulla (270.000 bbl/g). KNPC sta attualmente implementando il progetto KWD da US \$ 4,6 miliardi (US \$ 14,8 miliardi) Clean Fuels Project (CFP) con l'obiettivo di aumentare la capacità di raffinazione di Mina Al-Ahmadi e Mina Abdulla a 800.000 bbl/g.

ExxonMobil ha ridotto i suoi piani di investimento negli USA per il 2020



La maggior parte della riduzione degli investimenti sarà localizzata nel Bacino Permiano nel Texas occidentale e nel New Mexico sud-orientale (Stati Uniti), dove la società prevede di produrre 360.000 bbl/g nel 2020. ExxonMobil prevede ora di ridurre la sua produzione di 15.000 bbl/g nel 2020 (circa 345.000 bbl/g) e da 100.000 a 150.000 bbl/g nel 2021 (a 210.000 - 260.000 bbl/g).

In Guyana, il gruppo rimane impegnato a sviluppare a lungo termine le sue scoperte in acque profonde. La seconda fase dello sviluppo del campo di Liza rispetterà i tempi previsti, con l'impiego di una seconda unità galleggiante di produzione, stoccaggio e scarico (FPSO), Liza Destiny, per consentire di produrre altri 220.000 bbl/g di petrolio entro la metà del 2022. ExxonMobil ritarderà di 6-12 mesi l'avvio della produzione di alcune attività, incluso lo sviluppo di Payara in Guyana. La sua produzione petrolifera dovrebbe raggiungere i 220.000 barili al giorno nel 2023 poiché il gruppo è in attesa dell'approvazione del governo per procedere con una terza nave (FPSO). Inoltre, ExxonMobil ha ritardato la decisione di investimento finale sul progetto GNL Rovuma in Mozambico dal 2020 al 2021. L'impianto di liquefazione includerà due treni GNL con una capacità combinata di 15,2 Mt/anno. Nel 2019, ExxonMobil ha selezionato un consorzio composto dalla società giapponese JGC. Fluor Corp e TechnipFMC per sviluppare la prima fase del progetto, del valore di US \$ 500 milioni. Lo sviluppo del progetto GNL Coral 3,4 Mt/anno continuerà come previsto.

La "guerra mondiale" dei prezzi del petrolio e la pandemia di coronavirus hanno spinto altre major internazionali ad annunciare tagli significativi dei costi operativi e delle spese in conto capitale (capex) insieme alla sospensione dei loro programmi di riacquisto di azioni. All'inizio di aprile 2020, BP ha ridotto di un quarto il piano di spesa per il 2020, da \$ 15 miliardi a \$ 12 miliardi, includendo un investimento di riduzione di 1 miliardo di dollari in attività a terra a breve ciclo e una riduzione di 1 miliardo di dollari in investimenti a valle (marketing dei carburanti, raffinazione e petrolchimica). Shell ha deciso di ridurre le spese in conto capitale per il 2020 di US \$ 5 miliardi, da US \$ 25 a 20 miliardi (-20%) e i costi operativi di US \$ 3-4 miliardi nei prossimi 12 mesi rispetto ai livelli del 2019. Chevron ridurrà le sue spese in conto capitale di US \$ 4 miliardi, da US \$ 20 miliardi a US \$ 16 miliardi (-20%) e metà del taglio degli investimenti avverrà in upstream non convenzionali (US \$ 2 miliardi, principalmente nel bacino del Permiano). Inoltre, Total ridurrà le spese in conto capitale di oltre 3 miliardi di dollari, da US \$ 18 miliardi a meno di US \$ 15 miliardi (-20%) e i costi operativi di US \$ 800 milioni nel 2020.

Saudi Aramco pubblica i suoi risultati del 2019

La Saudi Aramco ha pubblicato i risultati del 2019, registrando una riduzione di quasi il 21% del suo reddito netto (US \$ 88,2 miliardi) a causa del crollo dei prezzi del petrolio e dei volumi di produzione, dei margini di raffinazione e dei prodotti chimici e all'impairment charge di US \$ 1,6 miliardi in relazione all'attività di Sadara Chemical Company.

Nel 2019, la sua produzione media di petrolio è diminuita del 2,9% a 13,2 mboe/giorno, compresi 9,9 mb/giorno di petrolio greggio (-3,9% sul 2018), mentre le riserve totali di idrocarburi nell'ambito del Concession Agreement sono aumentate dello 0,7% a 258,6 Gboe nel 2019, inclusi 201,9 Gbl di petrolio greggio e condensa, 25,7 Gbl di LNG e 5.394 miliardi di mc di gas. Inoltre, la capacità di raffinazione lorda di Saudi Aramco si è attestata a 6,4 mb/g e la sua capacità di raffinazione netta a 3,6 mb/g.

A dicembre 2019, Saudi Aramco ha completato la più grande offerta pubblica iniziale (IPO) al mondo. La società prevede di trasferire tutte le sue attività a valle in un'entità legale separata entro la fine del 2024. Diventerà anche uno dei maggiori produttori petrolchimici in termini di capacità produttiva con l'acquisizione di una partecipazione azionaria del 70% in SABIC, da 69,1 miliardi di dollari (prevista nella prima metà del 2020). L'Arabia Saudita svilupperà il giacimento di gas non convenzionale di Jafurah nella Provincia Orientale in più fasi, dopo aver ottenuto l'approvazione normativa nel febbraio 2020. Si stima che il giacimento contenga 5.660 miliardi di metri cubi di gas e la prima fase della produzione dovrebbe iniziare tra inizio del 2024.

Azerbaigian: SOCAR ed Equinor svilupperanno il campo di Karabagh



La compagnia petrolifera statale della Repubblica dell'Azerbaigian (SOCAR) e la compagnia petrolifera norvegese Equinor hanno deciso di sviluppare il giacimento di Karabagh situato a 120 km al largo, a est di Baku, nel settore azero del Mar Caspio, sulla base di risultati efficaci. Il serbatoio recentemente scoperto contiene abbastanza volumi di petrolio e gas per perseguire lo sviluppo commerciale del campo, con riserve di petrolio stimate a oltre 60 Mt.

SOCAR ed Equinor collaborano dal 1994, detengono quote nei giacimenti petroliferi Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli (ACG) in Azerbaigian e conducono esplorazione e produzione 2018 hanno firmato un accordo di servizio di rischio per svi- to dei blocchi di esplorazione in Messico. luppare il campo di Karabagh con quote uguali.

Rosneft vende beni petroliferi venezuelani alla società statale russa

Nel tentativo di proteggere la compagnia dalle sanzioni statunitensi, la Rosneft ha venduto le sue attività in Venezuella a una società di proprietà del governo russo. L'operazione comprende tutta la partecipazione di Rosneft in Venezuela, comprese le partecipazioni in società petrolifere Petromonagas (16,67% di proprietà di Rosneft), Petroperija, Boqueron, Petromiranda e Petrovictoria, in società di servizi petroliferi e operazioni commerciali. In cambio, Rosneft riceverà un pacchetto del 9,6% delle proprie azioni.

Dall'aprile 2019, il governo venezuelano non può vendere petrolio greggio agli Stati Uniti senza sanzioni. Sono previste sanzioni per il produttore di petrolio statale venezuelano PDVSA o per qualsiasi altra società controllata per oltre il 50% dal governo venezuelano. Per qualsiasi impresa offshore (con sede fuori dagli Stati Uniti) è vietato l'acquisto di petrolio greggio da PDVSA, se utilizza dollari statunitensi per acquistarlo o se sta chiudendo una transazione tramite un istituto finanziario con sede negli Stati Uniti. Nel febbraio 2020, gli Stati Uniti hanno sanzionato Rosneft Trading in relazione alla vendita di petrolio venezuelano. Nel marzo 2020, gli Stati Uniti hanno sanzionato per lo stesso motivo un'altra filiale di Rosneft, TNK Trading International.

Nel 2019, le esportazioni di petrolio di PDVSA sono diminuite del 32% per raggiungere 1 mb/g nel 2019, in seguito al crollo della produzione di greggio della società a circa 1 mb/g in media tra gennaio e novembre 2019 e alle sanzioni degli Stati Uniti sulle vendite di greggio dal Venezuela. In termini di clienti, il petrolio venezuelano è stato acquistato da Rosneft (33,5%), China National Petroleum Corp (CNPC) (11%) e Cubametales (7%). Il paese ha venduto il petrolio in Cina (32%), India (22%), Europa (12%) e Cuba (7%).

Total ed ExxonMobil rinunciano ad alcuni dei loro diritti di esplorazione nella parte messicana del Golfo del Messico

Total ed ExxonMobil hanno deciso di rinunciare ai loro diritti di esplorazione e produzione di un blocco di acque profonde nella parte messicana del Golfo del Messico, dichiarando finora risultati deludenti. Le società dovranno pagare una multa di \$ 21 milioni per non aver rispettato il livello di esplorazione minimo menzionato nel contratto.

A dicembre 2016, Total ed ExxonMobil hanno ottenuto una licenza di esplorazione per il blocco 2 nel bacino del Perdido, a seguito del primo giro di offerte di acque profonde in Messico; Total era l'operatore con il 50% e ExxonMobil deteneva il restante 50%. Inoltre, Total aveva vinto una partecipazione del 33,3% nei blocchi 1 e 3 del bacino Salin (33,34% Statoil e 33,3% BP). Anche altre società, come Hokchi Energy (Messico) o Talos Energy (Stati Uniti), hanno rinunciato ad nelle prospettive di Ashrafi-Dan Ulduzu-Aypara. Nel maggio alcuni dei loro diritti di esplorazione offshore, dopo aver vinNotizie dal mondo Energia ed economia - aprile 2020

La EIA prevede un calo di 1,2 mb/g della produzione di petrolio negli Stati Uniti nel periodo 2020-2021

Secondo le ultime previsioni della US Energy Information Administration (EIA), la produzione di greggio negli Stati Uniti dovrebbe diminuire di 0,5 mb/g (-4%) nel 2020 a una media di 11,8 mb/g. Sarebbe il primo calo annuale della produzione di greggio dal 2016. Nel 2021, la produzione di petrolio statunitense dovrebbe diminuire di altri 0,7 mb/g (-6%) e raggiungendo 11,1 mb/g. Inoltre, il consumo di benzina negli Stati Uniti è destinato a scendere del 9% nel 2020 a 8,4 mb/g, mentre il consumo di carburanti e distillati diminuisce rispettivamente del 10% e del 5%.

Con il previsto calo della produzione di greggio statunitense, a causa di questa minore produzione e di una ridotta domanda globale, nel 2020 dovrebbero aumentare le importazioni e le esportazioni dovrebbero ridursi portando gli Stati Uniti a diventare un importatore netto di petrolio greggio e prodotti petroliferi nel terzo trimestre del 2020. Gli USA rimarrebbero quindi importatori netti nella maggior parte dei mesi fino alla fine del 2021. La EIA indica che le sue previsioni sono soggette a un'elevata incertezza a causa dell'impatto dell'epidemia di coronavirus, che è ancora in evoluzione, sui mercati dell'energia. Inoltre, l'agenzia governativa non assume alcuna rinegoziazione di un accordo OPEC+.

PetroChina fa una nuova scoperta di petrolio nel campo di Tarim



PetroChina ha scoperto una nuova zona di frattura con riserve di petrolio di 228 Mt nel giacimento petrolifero di Tarim, nella regione autonoma uigura dello Xinjiang (Cina nord-occidentale). PetroChina è la filiale quotata della China Petroleum National Corporation (CNPC) di proprietà statale. Dopo i test di produzione, la Cina ha estratto 624 mc/giorno di petrolio e 371.000 mc/giorno di gas naturale (ovvero una media di 135 mcm/anno).

Si stima che il giacimento di petrolio e gas di Tarim detenga oltre 1.000 miliardi di metri cubi di risorse di gas e si trova nel bacino di Tarim, dove oltre l'80% delle riserve dimostrate della Cina di petrolio e gas condensati profondi. Finora sono stati sviluppati 14 campi di condensa complessi ad altissima profondità e ad alta pressione, con una capacità di produzione cumulata di oltre 2 Mt/anno di olio di condensa

Brasile: Petrobras rinvia il termine per la vendita di 8 raffinerie



Petrobras ha deciso di posticipare la scadenza delle offerte per otto delle sue raffinerie a causa delle misure di prevenzione del coronavirus. La compagnia petrolifera e del gas nazionale brasiliana intende dedicare più tempo agli investitori per condurre un opportuna Due Diligence.

A novembre 2019, la società ha avviato la fase finale del processo di privatizzazione di quattro raffinerie, avendo iniziato a ricevere offerte vincolanti. Nell'ambito di un accordo antitrust con il Ministero della Giustizia brasiliano, la società è stata costretta a vendere 4 delle sue 13 raffinerie, rappresentando la metà della capacità di raffinazione del Brasile pari a 2,1 mb/g. Si tratta delle raffinerie: Abreu e Lima (RNEST) a Pernambuco (di 130.000 bbl/g), Landulpho Alves (RLAM) a Bahia (di 333.000 bbl/g), Presidente Getúlio Vargas (REPAR) a Paraná (di 208.000 bbl/g) e la Alberto Pasqualini (REFAP) a Rio Grande do Sul (di 208.000 bbl/g). Nel febbraio 2020, Petrobras ha avviato la fase vincolante relativa alla privatizzazione di altre 3 raffinerie: la Isaac Sabbá (REMAN) a Manaus (di 46.000 bbl/g), la raffineria LUBNOR a Fortaleza, Ceará (8.000 bbl/g di lubrificanti e derivati del petrolio del Nord-est) e la Raffineria dell'Unità di industrializzazione dello scisto (SIX) a São Mateus do Sul, Paraná (da 6.000 bbl/g). Inoltre, Petrobras vende anche la raffineria REGAN da 166.000 bbl/g a Betim (Minas Gerais). Parte di un più ampio programma di disinvestimento da 26,9 miliardi di dollari, la privatizzazione delle raffinerie dovrebbe essere raggiunta entro la fine del 2020. Più di 20 aziende hanno firmato accordi di riservatezza con Petrobras per rivedere le vendite.

e 10 miliardi di mc/anno di gas. Nel gennaio 2018, CNPC ha annunciato l'intenzione di aumentare la produzione di petrolio e gas della sua principale base produttiva nel bacino del Tarim del 20% nel periodo 2018-2021. CNPC prevede di aggiungere una nuova zona di produzione per aumentare la produzione di gas di 3 miliardi di mc/anno. La società prevede di perforare altri 100 pozzi di sviluppo per raggiungere questo obiettivo. La produzione sul campo di Tarim dovrebbe raggiungere i 30 Mtep/anno entro il momento, rispetto alla produzione attuale di 25 Mtep/anno, di cui l'80% sarà gas.

Total vende attività petrolifere in Brunei, Liberia, Sierra Leone e investe in India

Total ha venduto attività non core in esplorazione e produzione (E&P) in Brunei e marketing e servizi in Sierra Leone e Liberia per oltre US \$ 400 milioni. In Brunei, Total ha venduto a Shell Total E&P Deep Offshore Borneo, che detiene una partecipazione dell'86,95% nel blocco CA1. Total è stato l'operatore del blocco, insieme a Murphy Oil (8,05%) e Petronas (5%). Nel 2019 la produzione netta in blocco a Total ha raggiunto i 5 mila boe/g.

Total ha inoltre concordato di vendere la sua rete a valle di 63 stazioni di servizio, le vendite di carburanti per il commercio generale e le operazioni di importazione e stoccaggio di prodotti petroliferi in Sierra Leone e Liberia a Comex Oil & Gas (con sede in Liberia), che ha aperto ad aprile 2019 una raffineria modulare da 10.000 bbl/g a Monrovia. Le due transazioni dovrebbero concludersi nel secondo trimestre del 2020. Nel periodo 2019-2020 Total intende disinvestire US \$ 5 miliardi.

Nel febbraio 2020, Total ha investito 487 milioni di dollari nella sua joint-venture 50-50 con Adani Green Energy Limited (AGEL) nel settore delle energie rinnovabili. La società prenderà il controllo dei progetti solari di AGEL in corso di sviluppo, per una capacità totale di oltre 2 GW in 11 stati indiani; tutti i progetti solari beneficiano di accordi di acquisto di energia (PPA) di 25 anni con distributori di elettricità nazionali e regionali.

OPEC+ è d'accordo con una riduzione della produzione di petrolio di 9,7 mb/g tra maggio e giugno 2020

OPEC e gli alleati non OPEC guidati dalla Russia, l'OPEC+, hanno deciso di ridurre la loro produzione complessiva di petrolio greggio di 9,7 mb/g nel periodo 1 maggio 2020-30 giugno 2020, nel tentativo di ridurre l'eccesso di offerta globale e di frenare il calo dei prezzi del petrolio.

I tagli alla produzione sarebbero calcolati in base al livello di produzione di ottobre 2018 ad eccezione dell'Arabia Saudita e della Russia che hanno un livello di riferimento di 11 mb/giorno. I tagli alla produzione sarebbero quindi ridotti a 7,7 mb/g dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2020 e a 5,8 mb/g dal 1° gennaio 2021 al 30 aprile 2022. La potenziale estensione dell'accordo oltre l'aprile 2022 sarà riesaminata nel dicembre 2021.

L'OPEC+ inizialmente ha proposto di tagliare la produzione complessiva di greggio di 10 mb/giorno.

Secondo i termini dell'accordo iniziale, tutti i membri ridurrebbero la loro produzione del 23%, l'Arabia Saudita e la Russia taglierebbero la loro produzione di 2,5 mb/g e l'Iraq di più di 1 mb/g. L'accordo era subordinato al consenso del Messico, che aveva respinto l'accordo a causa del significativo taglio della produzione (400.000 bbl/g).

Il Messico è riuscito a ridurre i tagli alla produzione a

I bassi prezzi del petrolio incitano gli USA a riempire la riserva strategica

Per conformarsi a una direttiva presidenziale, il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DoE) ha deciso di mettere a disposizione 30 mbl della capacità di stoccaggio di petrolio della Strategic Petroleum Reserve (SPR), intervento con cui si spera di sostenere le quotazioni del barile e di sorreggere i produttori di petrolio statunitensi che sono influenzati negativamente dalla pandemia di COVID-19 e dalla guerra dei prezzi del petrolio.

All'inizio di marzo 2020, l'amministrazione americana ha sospeso una vendita pianificata dalla SPR di 12 mbl di petrolio, dichiarando condizioni di mercato sfavorevoli.

Il DoE ha deciso di acquistare fino a 30 mbl di petrolio greggio entro la fine di giugno 2020 per la Strategic Petroleum Reserve (SPR). Questi primi 30 mbl saranno costituiti sia da greggio dolce (fino a 11,3 mbl) sia da petrolio acido (fino a 18,7 mbl), acquistato da produttori statunitensi; le consegne sono previste tra il 1 maggio e il 30 giugno 2020. Una seconda tornata di acquisti è prevista tra 60 e 90 giorni.

L'SPR ha una capacità di stoccaggio totale di 713,5 mbl, con 645 mbl già immagazzinati in caverne di sale sotterranee lungo la costa del Golfo degli Stati Uniti e una capacità disponibile di 77 mbl. La maggior parte dei siti di stoccaggio possono essere riempiti ad una velocità di 225.000 bbl/g. Gli Stati Uniti compreranno quindi circa 77 mbl di petrolio greggio per circa US \$ 2,6 miliardi .

Questo volume rimarrebbe comunque insufficiente per stabilizzare i prezzi e controbilanciare l'aumento annunciato della produzione di petrolio dall'Arabia Saudita e dalla Russia. Finora, gli Stati Uniti hanno investito 25,7 miliardi di dollari USA nella RSP: US \$ 5 miliardi per le strutture e il resto per l'acquisto di greggio.

100.000 barili al giorno e infine si è unito agli sforzi di stabilizzazione del mercato. Finora, gli Stati Uniti non hanno annunciato alcuna riduzione della propria produzione di petrolio, ma i produttori minori non membri, come il Canada e la Norvegia, hanno espresso la volontà di prendere parte al taglio della produzione globale.

Nel marzo 2020, l'OPEC+ non è riuscito a concordare un taglio di 1,5 mb/g nella produzione di petrolio greggio (di cui 1 mb/g per i membri dell'OPEC e 0,5 mb/g per i produttori non OPEC), che avrebbe esteso l'accordo esistente su tagli alla produzione di 2,1 mb/g in scadenza il 31 marzo 2020. La Russia ha respinto un ulteriore taglio alla produzione, considerato che andrebbe a beneficio dei grandi produttori non soggetti a tali accordi, come gli Stati Uniti. In mancanza di un accordo, l'Arabia Saudita ha annunciato che aumenterebbe la sua produzione di petrolio a 12,3 mb/g nei prossimi mesi e aumenterebbe la sua capacità di produzione da 12 mb/g a 13 mb/g. Queste decisioni hanno contribuito a un crollo dei prezzi del greggio, che erano già in calo a causa dello scoppio del coronavirus che ha ridotto la domanda globale di petrolio.



CARBONE

Regno Unito: chiuse le centrali elettriche a carbone di Fiddler's Ferry



La SSE ha chiuso le sue restanti unità a carbone della centrale elettrica a carbone di Fiddler Ferry a Warrington, Cheshire (per un totale di circa 1,5 GW), che erano già inattive.

La vecchia centrale elettrica a carbone da 1.995 MW (commissionata nel 1971) ha subito ingenti perdite finanziarie negli ultimi anni, spingendo SSE a chiudere la prima unità, valutata 485 MW, a marzo 2019. Il contratto per le tre restanti unità (due delle quali da 485 MW e 1 506 MW) si è concluso a settembre 2019 poiché la centrale elettrica ha avuto un successo limitato nelle aste del Mercato della Capacità indette dal governo.

Inoltre, la RWE ha chiuso la sua centrale a carbone Aberthaw B a Vale of Glamorgan, in Galles. La centrale è composta da tre unità da 535 MW che sono state commissionate nel 1971 e che inizialmente avrebbero dovuto funzionare fino al 2021, ma che hanno interrotto la produzione di energia elettrica nel dicembre 2019. La centrale elettrica ha mantenuto accordi sul mercato della capacità per il periodo 2019 -2020 e 2020-2021, che sono stati trasferiti in quattro siti, nelle centrali elettriche a gas di RWE a Cowes (140 MW) e Grimsby (22 MW), nella centrale elettrica a carbone West Burton (2 GW) e nella centrale elettrica a gas Peterhead (1,2 GW) di SSE. Il governo britannico si è impegnato a eliminare gradualmente le centrali a carbone entro il 2025 e prevede di raggiungere l'obiettivo di emissioni di carbonio nette pari a zero entro il 2050.

L'eliminazione graduale del carbone: nei prossimi anni un'inversione di tendenza?

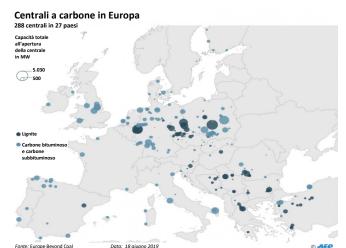
Secondo le ultime stime di Enerdata, il consumo globale di carbone è diminuito dell'1,3% nel 2019 (rispetto a un aumento del +0,9% nel 2018). Questa inversione di tendenza è principalmente dovuta a un significativo calo dei consumi negli Stati Uniti (-9%) e in Europa (-4%).

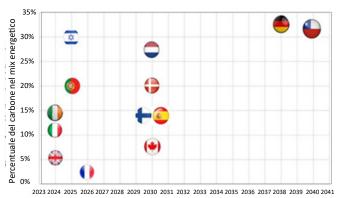
Negli Stati Uniti, il consumo di carbone ha raggiunto il livello più basso in 40 anni, a causa della chiusura di centrali elettriche a carbone (15 GW di capacità chiusa nel 2018), standard di emissione più rigorosi e disponibilità di gas naturale più economico per la produzione di energia. Nell'UE, il consumo di carbone è diminuito per il settimo anno consecutivo a causa delle politiche climatiche, dello sviluppo di altre ener-

gie (energie rinnovabili e gas) e di un aumento del prezzo per tonnellata di CO₂.

In altre parti del mondo e in particolare in Asia, il consumo di carbone è ancora in aumento. Spinta dalla crescita della produzione in settori ad alta intensità di energia (acciaio, cemento e prodotti chimici), la Cina non è stata in grado di ridurre il consumo di carbone nonostante il rallentamento della sua economia, mentre il Giappone, in un momento in cui i paesi industrializzati stanno cercando di ridurre le loro emissioni di CO₂, sta andando per la sua strada e sta progettando di costruire 22 nuove centrali elettriche a carbone. Questa è una delle conseguenze non intenzionali del disastro di Fukushima, che ha costretto il Giappone a terminare il suo programma di energia nucleare.

Entro il 2030, otto Stati membri dell'UE hanno deciso di eliminare gradualmente la produzione di energia elettrica a carbone. La loro produzione di elettricità rappresenta il 22% della produzione totale di energia elettrica a carbone nell'UE. Inoltre, la Germania, che produce un terzo della sua elettricità dal carbone (il 38% della produzione di energia dal carbone dell'UE), ha approvato una legge nel gennaio 2020 per chiudere il 40% della sua capacità di carbone entro il 2030 e tutte le centrali a carbone entro il 2038. Altri paesi dell'UE non hanno sottoscritto un tale impegno, compresa la Polonia, che oggi produce il 78% della sua elettricità dal carbone. Al di fuori dell'UE, il governo del Regno Unito ha anticipato di un anno la sua data di eliminazione graduale del carbone, prevista per ottobre 2024.





Programma del phase-out dal carbone

La Polonia consente a PGE di prolungare l'estrazione di lignite a Turów per 6 anni

Il governo polacco ha autorizzato il gruppo energetico statale Polska Grupa Energetyczna (PGE) a gestire la sua miniera di lignite a cielo aperto Turów per sei anni, considerando che avrebbe migliorato la sicurezza nazionale delle forniture di elettricità. Tuttavia, la PGE dovrà dimezzare l'area di mining. L'autorizzazione esistente è scaduta nell'aprile 2020. PGE sta costruendo un'unità ultra-supercritica (USC) da 450 MW per un valore di quasi € 1 miliardo nel suo impianto a lignite Elektrownia Turów nella Polonia sud-occidentale, che dovrebbe essere commissionato nell'ottobre 2020.

A novembre 2019, la Repubblica Ceca si è ufficialmente opposta al piano di PGE di espandere di 30 km2 la miniera di Turów situata vicino al confine, per rifornire la centrale elettrica

Nel 2018, le centrali elettriche a carbone e lignite hanno rappresentato il 72% della capacità di generazione di energia della Polonia (32 GW su 45 GW) e hanno dominato il mix energetico, anche se la loro quota si sta erodendo costantemente a causa della maggiore penetrazione di gas e fonti rinnovabili (78% nel 2018, rispetto al 95% nel 2000).



RINNOVABILI

L'Arabia Saudita crea un comitato per accelerare i progetti di energia rinnovabile

L'Arabia Saudita ha creato un comitato supremo per attuare i programmi di localizzazione e per le energie rinnovabili del Paese. Il Comitato supremo per gli affari del mix energetico, per la produzione di elettricità e l'abilitazione delle energie rinnovabili, presieduto dal Principe ereditario, punterà a coordinare l'esecuzione di progetti rinnovabili tra i diversi settori governativi. Nel gennaio 2019, l'Arabia Saudita ha annunciato l'obiettivo di raggiungere 60 GW entro il 2030, di cui 40 GW da fonti solari. Il Fondo di investimento pubblico (PIF) selezionerà gli sviluppatori attraverso negoziati diretti per raggiungere il 70% del progetto, mentre l'ufficio per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile (REPDO) terrà gare d'appalto per garantirne lo sviluppo del 30%. A settembre 2019, è stato annunciato che il Fondo saudita per lo sviluppo industriale da 28 miliardi di dollari USA sarebbe stato ampliato a beneficio di progetti rinnovabili.

I Paesi Bassi presentano lo schema di misurazione della rete per impianti fotovoltaici 2023-2030

Il Ministero degli affari economici e dei cambiamenti climatici olandese ha presentato i piani per il futuro sistema di misurazione della rete per impianti fotovoltaici residenziali, che sostituirà quello esistente che scade nel 2023. Il nuovo schema di misurazione della rete proposto rimarrebbe in vigore fino alla fine del 2030.

Le tariffe per la vendita di energia elettrica in eccesso alla rete, che attualmente corrispondono al prezzo all'ingrosso dell'elettricità, verrebbero ridotte del 9% ogni anno nell'ambito del nuovo regime a partire dal 2023, quando rappresenterebbero il 91% della tariffa attuale (fino al 64% in 2026 e al 28% nel 2030). A partire dal 2031, i sistemi solari fotovoltaici residenziali non riceveranno alcuna tariffa per alimentare la produzione di energia in eccesso nella rete. Secondo l'agenzia di valutazione ambientale dei Paesi Bassi, la capacità fotovoltaica installata nei Paesi Bassi potrebbe raggiungere i 27 GW entro il 2030.

La NDRC finalizza la politica di sussidi solari del 2020

La Commissione nazionale per lo sviluppo e le riforme (NDRC) cinese ha messo a punto la sua politica di sussidi per il solare fotovoltaico per il 2020, tenendo conto delle regole stabilite dalla National Energy Administration (NEA) per la costruzione di nuovi progetti. I progetti fotovoltaici e di utilità distribuiti in cerca di sostegno finanziario da parte del governo centrale, dovranno passare attraverso una procedura di gara. I prezzi guida per il fotovoltaico sono stati ridotti di \$ 0,7c/kWh a US \$ 4,95c/kWh per i progetti nella zona 1, a US \$ 5,7c/kWh per i progetti in zona 2 e a US \$ 6,9c/kWh o progetti nella zona 3. La sovvenzione per il fotovoltaico residenziale e alcuni fotovoltaici distribuiti è diminuita rispettivamente del 50% (US \$ 0,14c/kWh) e del 56% (US \$ 0,7c/kWh).

Secondo il Ministero delle finanze (MOF) cinese, il sussidio totale per il solare fotovoltaico sarà dimezzato rispetto al 2019 e nel 2020 raggiungerà una media di US \$ 214 milioni, incluso 142 milioni di USD per progetti di offerta (tra cui fotovoltaico distribuito e progetti fotovoltaici su larga scala) e US \$ 71 milioni per fotovoltaico residenziale sul tetto.

Il Vietnam approva le nuove FiT per i progetti di energia solare

Il governo del Vietnam ha svelato nuove tarriffe feed-in per progetti fotovoltaici, sul tetto e galleggianti su scala industriale. Il nuovo testo determina i prezzi FiT in base a tre tipi di tecnologia: i progetti di energia solare a terra riceveranno US \$ 7,09 c/kWh, i progetti per impianti solari galleggianti US \$ 7,69 c/kWh e progetti di impianti fotovoltaici sul tetto US \$ 8,38 c/kWh.

Tali tariffe riguarderanno i progetti solari che raggiungono la data di operatività commerciale (COD) entro il periodo 10 luglio 2019 - 31 dicembre 2020 e saranno applicate per 20 anni dalla data di messa in servizio. I prezzi di tutti gli altri progetti saranno determinati attraverso una procedura di gara. Secondo le ultime statistiche dell'IRENA, la capacità solare del Vietnam è aumentata nel 2019, da 106 MW nel 2018 a 5.695 MW nel 2019.

Notizie dal mondo energia ed economia - aprile 2020

Iberdrola ha commissionato il progetto fotovoltaico Nunez de Balboa da 500 MW



Iberdrola ha commissionato il suo progetto fotovoltaico solare Núñez de Balboa da 500 MW, uno dei più grandi progetti fotovoltaici in Europa, vicino a Badajoz in Estremadura (Spagna occidentale). Il progetto da 300 milioni di euro, sviluppato in collaborazione con Ecoenergías del Guadiana, è stato realizzato in un solo anno e la costruzione è stata completata alla fine di dicembre 2019.

Il progetto fa parte dei piani di Iberdrola per commissionare 2.000 MW di energia solare ed eolica in Estremadura entro il 2022. Oltre al progetto Núñez de Balbo, il gruppo sta sviluppando il progetto Francisco Pizarro da 590 MW a Torrecillas de la Tiesa, il progetto Ceclavín da 328 MW ad Alcántara, il progetto Arenales da 150 MW a Cáceres, i progetti fotovoltaici Campo Arañuelo I e II (150 MW) ad Almaraz e Majada Alata e San Antonio (50 MW ciascuno), a Cedillo. Iberdrola ha anche 300 MW con accesso alla rete disponibile per pianificare un altro progetto solare fotovoltaico. Nel complesso, Iberdrola prevede di investire 13 miliardi di euro in progetti rinnovabili tra il 2018 e il 2022, per installare 3 GW di nuova capacità rinnovabile in Spagna entro il 2022 e 10 GW entro il 2030.

Germania: nel primo trimestre 2020 le energie rinnovabili hanno coperto il 52% del mix energetico

Secondo l'Associazione federale tedesca per la gestione dell'energia e delle risorse idriche (BDEW), il consumo di elettricità in Germania è diminuito del 2% nel primo trimestre 2020 (rispetto allo stesso periodo del 2019), mentre la produzione totale di energia elettrica è diminuita di quasi il 7%/anno su base annua.

La produzione convenzionale di energia termica e nucleare è diminuita del 15% durante il primo trimestre del 2020 (mancata disponibilità di 1,4 GW nella centrale nucleare di Philippsburg 2 e l'arresto delle centrali elettriche a lignite), mentre la produzione di energia eolica è aumentata (+20% per l'eolico terrestre e +35% per l'eolico offshore). Complessivamente, le energie rinnovabili hanno rappresentato quasi il 52% del mix energetico nei primi tre mesi del 2020.

In Spagna, le fonti rinnovabili hanno contribuito per quasi il 45% della produzione totale di energia elettrica nella Spagna

ACWA Power e partner chiudono i finanziamenti per Ibri-2 da 500 MW in Oman



Un consorzio comprendente ACWA Power dell'Arabia Saudita, Gulf Investment Corporation (GIC) del Kuwait e AEPC (Alternative Energy Projects Company) ha raggiunto un accordo finanziaria per il progetto solare fotovoltaico Ibri-2 da 500 MW, situato a Ibri (Oman). Un gruppo di sei banche, comprendente la Asian Infrastructure Investment Bank (AIIB), Bank Muscat, Riyad Bank, Siemens Bank, Standard Chartered Bank e Warba Bank, presterà 275 milioni di dollari per finanziare il progetto, del valore di 400 milioni di dollari (rapporto debito/patrimonio netto di circa 70:30).

Nel marzo 2019, il consorzio ha vinto un'offerta da 400 milioni di dollari per realizzare il progetto solare Ibri-2 da 500 MW per l'utility pubblica statale Omanese OPWP (Oman Power and Water Procurement Company) che sarà sviluppato secondo il modello IPP. Il consorzio sarà responsabile della costruzione, della proprietà e del funzionamento del progetto, che dovrebbe iniziare le operazioni commerciali all'inizio del 2021. Il progetto solare da 500 MW fa parte dei piani dell'Oman di diversificare le risorse di combustibile per la produzione di energia.



continentale nel primo trimestre del 2020 e del 50% nel solo marzo 2020, secondo l'operatore spagnolo Red Electrica de Espana (REE). A causa della pandemia di coronavirus e del relativo blocco dal 15 marzo 2020, il consumo di elettricità spagnolo è diminuito del 4,6% a marzo 2020 e del 3,1% nel primo trimestre 2020. Di conseguenza, la quota di produzione di energia termica è stata ridotta a quasi il 28% e quella del nucleare a meno del 24%, portando la quota di energie rinnovabili al 44,7%: l'energia eolica ha coperto il 22,7% del mix energetico nel primo trimestre 2020, seguito da energia idroelettrica (15,1%), solare fotovoltaico (4,1%) e CSP solare (0,9%).

La capacità globale rinnovabile è aumentata di 176 GW nel 2019

Secondo l'IRENA, la capacità globale rinnovabile è aumentata del 7,4% nel 2019, quando sono stati commissionati 176 GW di nuovi progetti, portando la capacità rinnovabile globale a 2.537 GW. Oltre la metà delle nuove capacità rinnovabili è stata installata in Asia (95,5 GW, corrispondente a una crescita del 9%), seguita da Europa (+35 GW, +6,6%), Nord America (+22 GW, +6%), Sud America (+8,4 GW, +4%), Oceania (+6,2 GW, +18%), Eurasia (+3,1 GW, +3%), Medio Oriente (+2,5 GW, +13%), Africa (+2 GW, +4,3%) e America Centrale (+0,6 GW, +4,1%).

La maggior parte delle nuove capacità (quasi il 90%) proveniva da progetti solari (+98 GW, ovvero un aumento del 20% delle capacità totali, di cui 30 GW in Cina) e da progetti eolici (+59 GW, +10%, tra cui 26 GW aggiunto in Cina e 9 GW aggiunti negli Stati Uniti). Il resto proviene da energia idroelettrica (+12 GW, ovvero +1%, con la maggior parte dell'espansione in Cina e Brasile), bioenergia (+6 GW, ovvero +5%) e energia geotermica (+700 MW).

Alla fine del 2019, quasi la metà della capacità globale di energia rinnovabile consisteva in energia idroelettrica (1.190 GW, ovvero il 47% del totale) e un'altra metà in energia eolica (623 GW, 25%) e solare (586 GW, 23%).

L'India potrebbe raggiungere 54 GW di capacità eolica entro il 2020, senza raggiungere l'obiettivo di 60 GW

Secondo il Global Wind Energy Council (GWEC), la capacità eolica in India potrebbe raggiungere tra 48 GW e 54 GW entro il 2020, al di sotto dell'obiettivo del governo 60 GW. Ciò è dovuto ai vincoli sul lato dell'offerta causati principalmente dai costi di trasmissione e dall'accesso alla terra. Inoltre, l'indisponibilità di finanziamenti, le tariffe basse e i ritardi nei pagamenti ostacolano lo sviluppo della capacità eolica. Le recenti procedure di aggiudicazione hanno dovuto affrontare una bassa sottoscrizione e l'ultimo bando eolico per 1,2 GW, che includeva un limite tariffario di US \$ 4c/Wh, è stato riprogrammato più volte a causa della mancanza di interesse da parte dell'industria. Di conseguenza, il settore eolico ha visto solo 2,4 GW di nuovi progetti eolici, nonostante un'enorme quantità di capacità messa all'asta. All'inizio di marzo 2020, il Ministero delle energie nuove e rinnovabili ha emesso un nuovo regolamento che autorizza le agenzie di appalto e le utility statali a rimuovere il limite tariffario dalle offerte eoliche e solari. La prossima offerta federale non dovrebbe includere un limite tariffario.

Questo non farà una grande differenza per le aste di energia solare, poiché i prezzi sono già piuttosto bassi (US \$ 3c/kWh nell'ultima procedura di aggiudicazione), ma potrebbero portare a una tariffa più elevata per l'eolico.

La capacità di energia rinnovabile installata in India ha superato la soglia di 84 GW a dicembre 2019, con una capacità di energia eolica che ha raggiunto 37.280 MW, una capacità solare di 32.530 MW, una capacità di biomassa di 9.940 MW e una piccola capacità di energia idroelettrica di 4.650 MW.

Gli investimenti in nuovi parchi eolici in Europa sono diminuiti del 24% nel 2019

Secondo WindEurope, gli sviluppatori di progetti di energie rinnovabili hanno investito un totale di 52 miliardi di euro nel 2019, di cui 19 miliardi di euro nella costruzione di un nuovo parco eolico (-24% rispetto al 2018). I rimanenti 33 miliardi di euro sono stati spesi in operazioni di rifinanziamento (10,2 miliardi di euro), acquisizioni di progetti e società (17,5 miliardi di euro) e in raccolte di fondi del mercato pubblico (5,1 miliardi di euro). La quantità di nuova capacità eolica in Europa finanziata nel 2019 è diminuita del 27%, da 16 GW nel 2018 a 11,7 GW nel 2019. Gli investimenti in nuovi progetti eolici onshore hanno raggiunto € 13,1 miliardi (68% del totale degli investimenti) per una capacità di 10,3 GW, mentre i finanziamenti per il nuovo parco eolico offshore ammontavano a 6,1 miliardi di euro (il livello più basso dal 2012), inclusi 0,5 miliardi di euro in mare aperto.

La Spagna, nel 2019 ha investito 2,8 miliardi di euro nel settore eolico terrestre, che rappresentano il 15% dell'attività finanziaria totale Europa per la costruzione di nuovi parchi eolici. L'Europa settentrionale e occidentale ha concentrato il 60% delle spese in conto capitale in nuovi parchi eolici in Europa (11,5 miliardi di euro), con oltre 2 miliardi di euro di investimenti nel Regno Unito, Francia e Svezia e 1,5 miliardi di euro nei Paesi Bassi. Inoltre, in Polonia sono stati investiti oltre 800 milioni di euro per 630 MW di nuova capacità a terra.

Total acquista Global Power Wind France

Total, attraverso la sua affiliata Total Quadran, che sviluppa progetti di energia rinnovabile in Francia, ha acquisito Global Wind Power France per un importo che non è stato reso noto. Global Wind Power France ha un portafoglio da 1 GW di progetti eolici onshore, di cui 250 MW programmati per essere commissionati entro il 2025. Total Quadran detiene già un portafoglio rinnovabile da 900 MW in Francia. Questa acquisizione è in linea con l'obiettivo di Total di raggiungere 25 GW di capacità rinnovabile entro il 2025.

All'inizio di marzo 2020, Total ha firmato un accordo con Simply Blue Energy per acquistare una quota dell'80% nel progetto eolico galleggiante Erebus da 96 MW situato nel Mar Celtico, nel Galles (Regno Unito). Con questo acquisto, Total è entrata nel settore dell'eolico offshore galleggiante.



Arabia Saudita: gli offerenti per 1.400 MW di capacità solare a US \$ 1,6-1,8c/kWh

Il Ministero dell'Energia dell'Arabia Saudita ha selezionato gli offerenti per la seconda fase del suo programma nazionale di energia rinnovabile (NREP) da quasi 1,5 GW di capacità solare fotovoltaica che dovrebbe essere sviluppata da produttori indipendenti di energia (IPP). Per i progetti Madinah PV da 50 MW e Rafha PV da 20 MW, compresi nella "Categoria A" di questa seconda fase, sono stati selezionati due consorzi, uno guidato da Al Blagha Holding e uno guidato da First Solar. I prezzi delle offerte variavano tra US \$ 1,94c/kWh e US \$ 5,08c/kWh. Nella "Categoria B" della stessa fase sono compresi quattro progetti fotovoltaici per un totale di 1.400 MW. Per il progetto fotovoltaico Al-Faisaliah da 600 MW sono stati selezionati due candidati: MASDAR e ACWA Power, le cui offerte erano molto vicine. Il Ministero dell'Energia procederà quindi a un'offerta migliore e finale (BAFO) e annuncerà i risultati nell'aprile 2020. Un consorzio guidato da ACWA Power con Gulf Investment Corporation e Al-Babtain Contracting Company è stato selezionato per gli altri tre progetti: Jeddah da 300 MW, il progetto fotovoltaico Rabigh da 300 MW e il progetto fotovoltaico Qurrayat da 200 MW. Inoltre, un consorzio formato da Masdar, EDF e Nesma è stato selezionato per il progetto Jeddah PV da 300 MW, mentre un consorzio di Marubeni e Al Jomaih Energy and Water Company è stato selezionato per il progetto Rabigh PV da 300 MW. Infine, un consorzio di Total, Al Gihaz e Altaaga Alternative Solutions è stato selezionato per il progetto FV Qurrayat da 200 MW. I prezzi delle offerte oscillavano tra 1,62 USD/kWh e 1,8 USD/kWh.

Gli offerenti vincitori stipuleranno un accordo di acquisto di energia di 25 anni (PPA) con la Saudi Power Procurement Company (SPPC) come offtaker.

L'Ungheria seleziona 72 progetti in un'asta di energia rinnovabile

L'Autorità di regolamentazione ungherese per l'energia e l'utilità pubblica (MEKH) ha annunciato i vincitori della prima asta di energia rinnovabile a neutralità tecnologica del paese, avviata nell'ottobre 2019. MEKH aveva stanziato un totale di € 3 milioni nell'ambito del sistema di sostegno alle energie rinnovabili METÁR, fino a 200 GWh/anno per 15 anni.

L'asta era finalizzata all'assegnazione di premi di incentivazione a progetti rinnovabili con una capacità installata compresa tra 0,3 e 20 MW; l'assegnazione totale è stata di 1 milione di euro o 66 GWh/anno per progetti fino a 1 MW e 2 milioni di euro o 134 GWh/anno per progetti tra 1 e 20 MW.

Il MEKH ha ricevuto 168 proposte e selezionato 72 offerte (193 GWh/anno), tra cui 61 progetti fino a 1 MW che riceveranno 588.400 €/anno (offerta più bassa di 5,9c/kWh) e 11 progetti in aumento a 20 MW che riceveranno 59.400 €/anno (offerta più bassa di € 5,6c/kWh). Tutti i progetti selezionati sono fotovoltaici, ad eccezione di una centrale a gas di discarica da 500 kW. I progetti vincitori devono essere commercialmente operativi entro 3 anni (ovvero entro marzo 2023).

La Francia assegna 1,7 GW per progetti di energia eolica e solare

Il Ministero francese della transizione ecologica e solidale (MEIT) ha annunciato i risultati degli ultimi appalti per il solare fotovoltaico a terra e per i progetti eolici selezionando 288 progetti di energia rinnovabile con una capacità totale di 1,7 GW.

Per il bando di gara onshore, sono stati selezionati 35 progetti per un totale di 749,3 MW ad un prezzo medio di € 62,9/MWh. Sono stati proposti solo 630 MW, però il governo ha deciso di aumentare il volume assegnato in seguito alla presentazione di offerte molto competitive. Il MEIT ha inoltre selezionato 88 progetti fotovoltaici a terra per un totale di 649 MW (per una capacità proposta di 850 MW); il prezzo medio si attesta a 62,11 €/MWh. Inoltre, il governo ha assegnato 165 progetti FV per un totale di 311,7 MW con un prezzo compreso tra 15,97 €/MWh (per il consumo di energia solare fotovoltaico) e € 108,2 €/MWh (progetti di solare fotovoltaico combinato con lo stoccaggio) nell'ambito di gare d'appalto specifiche, per la maggior parte riservate a impianti solari innovativi (su terreni agricoli), per supportare la chiusura della centrale nucleare di Fessenheim o per progetti situati nei territori francesi d'oltremare e in Corsica.

I progetti contribuiscono all'obiettivo nazionale di raddoppiare la percentuale di energie rinnovabili nel mix energetico al 40% entro il 2030.

Paesi Bassi: nel 2019 la produzione di energia da rinnovabili ha superato l'energia a carbone

Secondo Statistics Netherlands (CBS), la produzione di energia nei Paesi Bassi è aumentata del 5,7% nel 2019 a quasi 121 TWh (+6,5 TWh per la produzione netta di energia). Gran parte dell'aumento è arrivato dalle centrali termoelettriche, in particolare da quelle alimentate a gas, la cui produzione di energia elettrica è aumentata del 23% (di +13 TWh, arrivando a 71 TWh) in un contesto di prezzi bassi del gas e prezzi alti del carbonio; nel frattempo, la generazione di energia a carbone è diminuita del 34% (-10 TWh a 17,4 TWh). Secondo la CBS, la produzione di energia rinnovabile è cresciuta del 18,5% (+3,5 TWh a 22,4 TWh) nel 2019 (+8,5% per l'eolico, incluso +14% per l'eolico terrestre e + 40% per il solare), superando per la prima volta la generazione di energia alimentata a carbone.

Il consumo di elettricità è rimasto stabile nel 2019 a circa 113 TWh, mentre le importazioni sono diminuite di quasi il 24% a 20 TWh, soprattutto dalla Germania (-41%).

La Germania è rimasta il principale esportatore di elettricità nei Paesi Bassi con il 60%, seguita da Belgio (22%), Norvegia (13%), Danimarca (3%) e Regno Unito (2%). Le esportazioni di elettricità sono aumentate del 4% a 19,5 TWh, di cui il 36% è stato esportato in Belgio, il 31% nel Regno Unito, il 22% in Germania, il 7% in Norvegia e il 3% in Danimarca.

India: la SECI pubblica un bando da 5 GW per progetti di energia rinnovabile e carbone

La statale Solar Energy Corporation of India (SECI), ha indetto una gara d'appalto per selezionare degli sviluppatori di progetti rinnovabili per l'alimentazione della rete 24 ore su 24, con procedure di messa in concorrenza basate su tariffe.

L'offerta minima è fissata a 500 MW, ma gli offerenti possono presentare piani per un massimo di 5.000 MW. Gli sviluppatori del progetto dovranno fornire almeno il 51% di elettricità rinnovabile (compresi i sistemi di accumulo di energia, al fine di raggiungere almeno l'80% della disponibilità su base annuale), mentre il resto proviene da progetti energetici alimentati a carbone. Gli offerenti dovranno citare una tariffa unica per le due fonti di energia. Agli aggiudicatari verrà offerto un accordo di acquisto di energia di 25 anni con SECI. Gli sviluppatori di progetti interessati hanno tempo fino al 4 maggio 2020 per presentare le loro offerte.

All'inizio di marzo 2020, il Ministero delle energie nuove e rinnovabili (MNRE) indiano ha emesso un nuovo regolamento che autorizzava le agenzie di appalto e le utility statali a rimuovere il limite tariffario dalle gare eoliche e solari, nel tentativo di aumentare gli investimenti in progetti di energia eolica e solare. La prossima offerta federale non dovrebbe includere un limite tariffario.

Secondo il governo indiano, la capacità di energia rinnovabile installata in India ha superato la soglia di 84 GW a dicembre 2019 (84,4 GW), con una capacità di energia eolica che ha raggiunto 37.280 MW, una capacità solare di 32.530 MW, una capacità di biomassa di 9.940 MW e una piccola capacità di energia idroelettrica di 4.650 MW. L'India ha fissato un obiettivo di 175 GW di capacità di energia rinnovabile entro il 2022, inclusi 100 GW dal solare, 60 GW dal vento, 10 GW dalla biomassa e 5 GW dalla piccola energia idroelettrica.

RETTI ELETTRICHE

EuroAfrica Interconnector pianifical'interconnessione Egitto-Cipro-Grecia

EuroAfrica Interconnector ha indetto una gara d'appalto di 650 milioni di euro per la progettazione, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione (EPCI) di una linea di corrente continua ad alta tensione sottomarina (HVDC) da 1 GW tra Egitto, Cipro e Grecia (Creta e Attica). Le parti interessate hanno tempo fino al 7 maggio 2020 per partecipare.

La fase 1 del progetto dovrebbe costare € 2,5 miliardi. L'interconnessione tra Egitto e Cipro dovrebbe essere commissionata nel dicembre 2022, mentre il collegamento Cipro-Creta sarà operativo nel dicembre 2023.

Nel maggio 2019, la società egiziana di trasmissione di energia elettrica e EuroAfrica Interconnector hanno firmato un accordo quadro sulla costruzione e la messa in servizio di un progetto di interconnessione elettrica tra Egitto e Cipro. Questo progetto di interconnessione elettrica evidenzia la crescente

La capacità eolica globale è aumentata di oltre 60 GW nel 2019



Secondo il Global Wind Energy Council (GWEC), nel 2019 sono stati installati in tutto il mondo 60,4 GW di capacità eolica (19% in più rispetto al 2018), aumentando la capacità eolica globale del 10% a 6,1 GW a 29,5 GW nel 2019.

Due terzi delle nuove capacità provenivano dalle aste (40 GW nel 2019, il doppio del livello del 2018) e il 70% della nuova capacità (oltre 42 GW) è stato installato in cinque paesi: la Cina (26 GW), gli Stati Uniti (9.1 GW), Regno Unito (2.4 GW), India (2.4 GW) e Spagna (2.3 GW). Grazie a Cina e India, la regione del Pacifico asiatico ha aggiunto 30,6 GW di nuova capacità eolica nel 2019 (inclusi 2,5 GW offshore), portando il totale degli impianti a quasi 291 GW. La capacità eolica è aumentata di 3,7 GW in Centro e Sud America e di 944 MW in Africa e Medio Oriente a oltre 6 GW (grazie alle installazioni in Sudafrica (3,5 GW), Egitto (1,8 GW), Marocco (1,2 GW) e Arabia Saudita (1,2 GW)). Il totale degli impianti installati in Cina, Stati Uniti, Germania, India e Spagna hanno rappresentato il 73% della capacità eolica globale.

In seguito all'impatto del COVID-19 il GWEC modificherà le sue prospettive di mercato al 2024, che prevedeva che gli impianti eolici aumentassero di circa 71 GW ogni anno, fino al 2024 (+355 GW).

cooperazione tra Cipro ed Egitto. Nel settembre 2018, i due governi hanno deciso di costruire congiuntamente un gasdotto per spedire gas dal deposito di Afrodite al largo di Cipro in Egitto.



Notizie dal mondo Energia ed economia - aprile 2020

Inizia la nuova linea di trasmissione Egitto-Sudan da 60 MW



Secondo il governo egiziano, è stata avviata una linea di trasmissione a 220 kV che collega l'Egitto al Sudan. La linea è lunga 170 km, con 100 km sul lato egiziano e 70 km sul lato sudanese. La costruzione della rete è stata completata ad aprile 2019. La linea elettrica inizialmente avrà una capacità di 60 MW e raggiungerà i 300 MW in futuro.

Il progetto di interconnessione fa parte del più ampio corridoio di trasmissione di energia nord-sud, un progetto di connessione di energia lungo 8.000 km, che si estenderà dall'Egitto al Sudafrica attraverso il Sudan, il Sud Sudan, l'Etiopia, il Kenya, il Malawi, il Mozambico, lo Zambia e lo Zimbabwe.

La rete collegherà Eastern Africa Power Pool (EAPP) e Southern African Power Pool (SAPP) e, in particolare trasmetterà

l'energia generata dalla grande diga Great Renaissance in Etiopia.



EMISSIONI CO2

L'UE sta valutando l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 50% entro il 2030

La Commissione europea ha avviato una consultazione pubblica sul rafforzamento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) dell'Unione europea 2030. L'UE ha fissato l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO2 del 40% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. La Commissione sta valutando di innalzare l'obiettivo del 50% o del 55% entro il 2030, vale a dire il livello richiesto per raggiungere emissioni di GHG nette pari a zero entro il 2050, come stabilito dalla strategia del Green Deal dell'UE di dicembre 2019. La consultazione è aperta fino al fine giugno 2020 e il nuovo obiettivo sarà proposto a settembre 2020. La Commissione europea prevede di rivedere le norme sul mercato del carbonio, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica entro giugno 2021. La Commissione europea intende aumentare l'efficienza energetica negli edifici (anche raddoppiando o triplicando il tasso di rendimento energetico), interconnettendo i sistemi energetici, integrando meglio le energie rinnovabili con le reti, decarbonizzando il settore del gas e sviluppando il pieno potenziale dell'eolico offshore europeo.

La Norvegia ritarda l'autorizzazione per il cavo di alimentazione da 1,4 GW con la Scozia

La Norvegia ha rinviato la decisione di autorizzare la costruzione del progetto di interconnessione NorthConnect da 1,4 GW tra Scozia (Regno Unito) e Norvegia. Il governo norvegese chiede maggiori dati per valutare l'impatto economico di altre interconnessioni elettriche con la Germania e il Regno Unito che sono attualmente in costruzione e che dovrebbero essere commissionate nel 2020 e nel 2021. In effetti, alcuni legislatori norvegesi temono che l'esportazione di energia eolica a basso costo e la produzione di energia idroelettrica potrebbero aumentare i costi e i prezzi della rete elettrica in Norvegia. NorthConnect sarà il primo cavo con corrente continua ad alta tensione (HVDC) a collegare la rete elettrica scozzese a Stirling Hill (Boddam) alla rete norvegese a Simadalen (Eidfjord) e si prefigge di massimizzare la produzione di energia rinnovabile in Scozia (principalmente eolico) e in Norvegia (idroelettrica) trasmettendo elettricità in entrambe le direzioni. Il progetto è stato sviluppato da North Connect, una società specializzata inizialmente istituita da cinque società elettriche (Agder Energi, E-CO, Lyse, SSE e Vattenfall) ma SSE si è ritirata nel 2013. Il regolatore energetico britannico Ofgem ha approvato il progetto a giugno 2016. Nel febbraio 2019, il governo scozzese, tramite la direzione del servizio civile Marine Scotland, ha concesso una licenza marittima da 2 miliardi di euro al progetto. Il cavo è stato progettato per iniziare le operazioni nel 2023-2024. Al termine, si estenderà su 665 km e sarà in grado di monitorare e rispondere istantaneamente per soddisfare i requisiti di domanda e stabilità della rete dei due mercati dell'energia

India: la capacità di generazione carbonfree è aumentata del 72% nel 2014-2020

Secondo il governo indiano, la capacità installata carbon free nel paese è aumentata del 72% tra la fine di marzo 2014 e la fine di febbraio 2020, da 81 GW a 139 GW. Circa il 55% delle nuove installazioni tra il 2014 e il 2020 (58 GW) erano centrali solari (32 GW), seguite da energia eolica (17 GW, 29%) e idroelettrica di grandi dimensioni (5 GW, 8%). Inoltre, sono stati aggiunti 2,8 GW di altre fonti rinnovabili (biomassa, piccolo idroelettrico e termovalorizzatori) e 2 GW di nucleare. Gli investimenti totali nel settore energetico indiano privo di carbonio hanno raggiunto US \$ 75 miliardi nel periodo 2014-2020, con investimenti esteri pari all'8% (US \$ 6 miliardi). L'India ha fissato un obiettivo di 175 GW di capacità di energia rinnovabile entro il 2022, inclusi 100 GW dal solare, 60 GW dal vento, 10 GW dalla biomassa e 5 GW dalla piccola energia idroelettrica. Ciò corrisponde a una capacità di potenza cumulativa del 40% da fonti energetiche non fossili, in linea con il contributo previsto a livello nazionale (INDC). L'India si è anche impegnata a ridurre l'intensità di emissione di CO2 del PIL del 33-35% rispetto al livello del 2005.

Nel Regno Unito le emissioni di gas serra sono diminuite del 3,6% nel 2019

Secondo i dati provvisori del British Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), nel Regno Unito le emissioni totali di gas a effetto serra (GHG) sono diminuite del 3,6% nel 2019 a 435 MtCO2eq, il 45% al di sotto del livello del 1990. Le emissioni nette di CO2, che rappresentano l'81% delle emissioni totali di gas serra del Regno Unito, sono diminuite del 3,9% nel 2019 a 351,5 MtCO2 (41% al di sotto del livello del 1990). Il calo delle emissioni di CO₂ è legato alla riduzione delle emissioni dal settore energetico (-13,2% nel 2019 a 90,1 MtCO₂), che si è spostato dal carbone alle energie rinnovabili (le energie rinnovabili e il nucleare hanno rappresentato il 48% del mix energetico nel 2019, dal 22% nel 1990). I trasporti sono rimasti il più grande settore di emissione, rappresentando il 34% delle emissioni del Regno Unito nel 2019, ma le loro emissioni sono diminuite del 2,8% nel 2019 a 120 MtCO₂. Nel giugno 2019, il Regno Unito ha adottato una legge che impone di portare a zero tutte le emissioni di gas a effetto serra entro il 2050. Ciò significa che il Regno Unito continuerà a ridurre le proprie emissioni di gas a effetto serra e che le emissioni residue dovranno essere bilanciate da schemi di compensazione, piantare alberi o utilizzare tecnologie come la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS).

La Commissione europea mantiene la scadenza dell'EU ETS nonostante le chiamate in ritardo

La Commissione europea ha deciso di mantenere per le società europee la scadenza del 30 aprile 2020 per la restituzione delle quote di emissione (ETS), considerando che le norme esistenti offrono alle società sufficiente flessibilità per presentare le relazioni sulle emissioni verificate a tale data.

In base all'ETS dell'UE, i servizi di pubblica utilità, i grandi industriali e le compagnie aeree attive in Europa devono dichiarare le loro emissioni ETS annuali entro il 31 marzo e consegnare i permessi per coprire le emissioni entro il 30 aprile. Alcune lobby industriali hanno richiesto una proroga nel contesto della chiusura delle fabbriche e il governo polacco ha anche proposto di fermare l'intero ETS a causa dell'epidemia

di coronavirus, mentre i gruppi ambientalisti temono che i ritardi possano interrompere il mercato del carbonio.

I prezzi ETS dell'UE stanno precipitando a causa della chiusura economica globale; a marzo 2020, il prezzo medio è sceso di quasi il 40% da € 25/tCO₂ a € 15/tCO₂, un minimo di quasi due anni. Un prezzo così basso può migliorare la redditività delle centrali elettriche a carbone e lignite, che nel 2019 hanno dovuto limitare le loro operazioni a fronte di alti prezzi del carbonio.

Canada: la Columbia Britannica rinvia l'aumento delle tasse sul carbonio

Il governo della provincia canadese della Columbia Britannica (5 milioni di abitanti) ha deciso di sospendere a tempo indeterminato l'aumento delle tasse sulle emissioni di carbonio, nell'ambito di un più ampio piano di cambiamento fiscale. L'imposta sul carbonio di US \$ 28/tC0₂eq (CAD40/tC02eq), doveva aumentare di US \$ 3,45 (CAD5) il 1° aprile 2020. Inoltre, i piani per allineare le aliquote dell'imposta con il backstop dei prezzi federali del carbonio sono stati rinviati fino a nuovo avviso.

Nel 2008 a British Columbia ha implementato la sua tassa sul carbonio, che si applica all'acquisto e all'uso di combustibili fossili e copre circa il 70% delle emissioni di gas serra (GHG) della provincia. La tassa sul carbonio viene aumentata ogni anno il 1° aprile di CAD 5 fino a raggiungere CAD 50/tCO₂eq (US \$ 35/tCO₂eq) nel 2021.

In Canada, il governo federale ha introdotto un prezzo del carbonio a livello nazionale, a partire da 20 CAD/tCO2eq nel 2019 e aumentando fino a 50 CAD/tCO2eq entro il 2022. Columbia Britannica, Quebec, Nuova Scozia, Isola del Principe Edoardo e Terranova e Labrador si sono impegnati a rispettare il parametro di riferimento federale, mentre Alberta ha abrogato l'imposta sul carbonio che aveva implementato nel maggio 2019. Altre province, vale a dire Manitoba, Ontario, New Brunswick e Saskatchewan, rifiutano di attuare adeguati piani di tariffazione delle emissioni e di adottare il sistema nazionale di tariffazione del CO2. Di conseguenza, il meccanismo federale di "backstop" si applica a Manitoba, Ontario, New Brunswick e Saskatchewan dall'aprile 2019 ed è stato esteso a Nunavut e Yukon il 1º luglio 2019.



MERCATI E POLICY

Il Brasile sospende la prossima gara di petrolio e gas

L'autorità nazionale brasiliana per il petrolio e il gas, l'Agenzia Nazionale per il Petrolio, il Gas naturale e i Biocarburanti (ANP), ha approvato la sospensione temporanea del prossimo giro di offerte per l'esplorazione e produzione di petrolio e gas (diciassettesima tornata) previsto nel 2020, a causa della crisi del coronavirus. Il Consiglio nazionale per la politica energetica (CNPE) stabilirà un nuovo calendario per la procedura di gara d'appalto.

Nel frattempo, a causa della pandemia di COVID-19 e della guerra dei prezzi del petrolio, la compagnia petrolifera nazionale brasiliana Petrobras ha deciso di accelerare il taglio annunciato della produzione di greggio, da 100.000 bbl/g a 200.000 bbl/g, che rappresenta circa 6 % della sua produzione totale. Inoltre, la società ridurrà la produzione di raffinerie e ridurrà i suoi costi, in particolare nel segmento midstream.

La Commissione europea autorizza Orlen ad acquisire Energa

La Commissione europea (CE) ai sensi del regolamento UE sulle concentrazioni, ha consentito al gruppo petrolifero e del gas PKN Orlen di acquisire la società energetica Energa poiché le attività delle due società polacche hanno sovrapposizioni limitate. A dicembre 2019, PKN Orlen (27,5% di proprietà dello Stato) ha presentato un piano per rilevare Energa con l'obiettivo di rafforzare le sue posizioni nel mercato dell'energia elettrica e di chiudere l'acquisizione entro la metà del 2020. PKN Orlen offrirà 1,5 € per azione, valutando Energa a 635 milioni di €. A causa dell'epidemia di coronavirus, PKN Orlen ha prolungato il periodo di sottoscrizione delle azioni Energa nella sua offerta pubblica di acquisto dal 9 aprile 2020 al 22 aprile 2020.

PKN Orlen è il maggiore fornitore all'ingrosso di prodotti petroliferi in Polonia (57% di quota di mercato nel 2018). Gestisce una grande raffineria a Płock con una capacità di 16,3 Mt/anno, che ha trasformato e venduto nel 2018 circa 15 Mt di prodotti petroliferi in Polonia. La società è attiva nei mercati all'ingrosso e al dettaglio di prodotti petroliferi raffinati in Austria, Repubblica Ceca Repubblica, Estonia, Germania, Lettonia, Lituania, Polonia e Slovacchia e nella generazione e fornitura all'ingrosso di energia elettrica in Polonia. Energa (51,5% di proprietà dello stato) è attiva nelle attività di produzione, distribuzione e vendita di energia in Polonia. Nel 2018, gestisce circa 1,3 GW, ha generato 4,3 TWh, ha distribuito da 22 TWh a 3 milioni di clienti di elettricità e calore e ha venduto 20 TWh di elettricità.

In consorzio con l'ENEA, la società sta attualmente sviluppando il progetto di energia a carbone ultra-supercritico (USC) da 1.000 MW di Ostrołęka-C, che dovrebbe essere commissionato nella seconda metà del 2023. Il governo precedente aveva pianificato di fondere Energa con PGE, ma la fusione proposta è stata rinviata alla ristrutturazione del settore carboniero.

l gruppo energetico spagnolo Iberdrola investirà 10 miliardi di euro nel 2020

Il gruppo energetico spagnolo Iberdrola ha deciso di aumentare le spese in conto capitale del 23% nel 2020, da € 8,15 miliardi nel 2019 a € 10 miliardi, per sostenere la ripresa economica dopo la pandemia. Il gruppo punta a commissionare 4,5 GW di nuova capacità entro la fine dell'anno, ovvero metà dei 9 GW attualmente in costruzione. Infatti, Iberdrola sta attualmente costruendo 30 progetti di energia solare e 50 progetti eolici offshore, oltre al complesso idroelettrico Tâmega da 1.158 MW in Portogallo, a 5.000 chilometri di linee di trasmissione ad alta tensione in Brasile e nuove reti di distribuzione negli Stati di New York, Maine e Connecticut (Stati Uniti).

Nel febbraio 2020, Iberdrola ha pubblicato dati operativi provvisori per il 2019: la capacità installata del gruppo è aumentata di quasi 5,4 GW a quasi 52,1 GW (+ 11,5%), principalmente grazie a nuovi progetti eolici onshore (da +1,2 GW a 16,8 GW), progetti eolici offshore (Da +420 MW nel Regno Unito a 964 MW), progetti di energia idroelettrica (+612 MW in Brasile) e nuove capacità solari (da +489 MW a 1.018 MW).

La Svizzera liberalizzerà il suo mercato dell'energia all'inizio del 2021

La Svizzera proseguirà con i piani di apertura del mercato dell'elettricità per tutti i clienti, con l'introduzione di una modifica della legge sulla fornitura di elettricità (loi sur l'approvisionnement en électricité, LApEI) entro l'inizio del 2021. Finora, solo i grandi consumatori (più di 100.000 kWh/anno) possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica. Le famiglie e le piccole imprese saranno autorizzate a rimanere nella fornitura di base o a ritornare ad essa dopo essersi trasferiti nel libero mercato. L'apertura del mercato dell'elettricità al dettaglio dovrebbe rafforzare la generazione di energia decentralizzata e quindi integrare meglio le energie rinnovabili nel mercato dell'elettricità; ai produttori di energie rinnovabili sarà permesso di vendere la loro generazione di surplus al vicinato, incitando le comunità energetiche.

Verrà creata una riserva di stoccaggio per garantire l'approvvigionamento in situazioni estreme: il gestore della rete di trasmissione dell'energia Swissgrid pubblicherà gare annuali per la capacità di stoccaggio, che saranno finanziate dalle tariffe per l'utilizzo della rete elettrica; tutti gli operatori di stoccaggio potranno prendere parte all'offerta.

Inoltre, il Consiglio federale lancerà gare d'appalto per aumentare la capacità di energia rinnovabile. Renderà vincolanti gli obiettivi fissati per l'energia idroelettrica e altre fonti rinnovabili entro il 2035. I contributi ai progetti rinnovabili saranno quindi estesi dal 2030 al 2035 e saranno introdotti nella modifica degli obiettivi per il periodo fino al 2050 .

La nuova politica avrà un costo di 204 milioni di euro all'anno. Nell'agosto 2019 il Consiglio federale svizzero ha deciso di accelerare la strada della decarbonizzazione, con l'obiettivo di zero emissioni nette di carbonio entro il 2050. L'obiettivo è raggiungere il target concordato a livello internazionale di limitare il riscaldamento globale a un massimo di 1,5°C rispetto ai livelli del periodo pre-industriale.

Anche le capacità di alimentazione CCGT sono aumentate in modo significativo (+903 MW di capacità propria netta in Messico e +1,7 GW di capacità netta per terzi in Messico). La capacità di Iberdrola in Spagna è aumentata da 737 MW a 26.624 MW, grazie alla messa in servizio di 500 MW di capacità solare e di 235 MW di energia eolica terrestre.



La Russia adotta una nuova strategia energetica fino al 2035

Il governo russo ha approvato un nuovo progetto di strategia energetica fino al 2035, che mira a massimizzare il contributo dell'industria degli idrocarburi allo sviluppo della Russia e a rafforzare la posizione del paese nel settore energetico globale. La Russia mira a sviluppare e diversificare le sue esportazioni di energia, modernizzare e sviluppare le sue infrastrutture, raggiungere l'indipendenza tecnologica e rafforzare la competitività dei settori del combustibile e dell'energia. Per fare ciò, il governo intende migliorare l'efficienza, l'accessibilità e la qualità dell'approvvigionamento energetico (prodotti petroliferi, gas ed elettricità), aumentare la produzione di GNL con la formazione di un cluster sulle penisole Yamal e Gydan e sviluppare la produzione e consumo di idrogeno con l'obiettivo di rendere la Russia un leader globale nel settore. La strategia mira inoltre a sviluppare le infrastrutture del gas nella Siberia orientale e nell'Estremo Oriente russo per integrare il paese in un unico sistema di approvvigionamento di gas e a promuovere l'innovazione nelle società energetiche. Infine, mira a introdurre tecnologie digitali nel settore energetico (misurazione intelligente e reti intelligenti).

Nel marzo 2020, il Ministero russo per lo sviluppo economico ha pubblicato un progetto di piano per il 2050, che è attualmente in fase di revisione da parte di altri ministeri, con stime sui livelli di emissione di gas serra (GHG) e sviluppo di energia. In base al piano, le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 potrebbero passare da 1,58 GtCO2 nel 2017 a 2,08 GtCO₂ (67% di 3,11 GtCO₂ registrato nel 1990) e a 1,99 GtCO₂ entro il 2050 (64% dei livelli del 1990). Il nuovo obiettivo è più ambizioso rispetto all'attuale obiettivo proposto nel 2015 di limitare le emissioni del 2030 al 75% dei livelli del 1990 (2,33 GtCO₂).

Mitsubishi e Chubu completano l'acquisizione del gruppo energetico olandese Eneco

Mitsubishi Corporation e Chubu Electric hanno completato l'acquisizione del gruppo energetico olandese Eneco. Secondo i termini dell'accordo, Mitsubishi ha acquisito l'80% di Eneco e Chubu Electric il restante 20%. Eneco, che era di proprietà di 44 comuni olandesi, è entrato in un processo di privatizzazione a dicembre 2018. A novembre 2019, il comitato degli azionisti di Eneco ha raggiunto un accordo con Mitsubishi e Chubu Electric per vendere le loro quote nella società energetica per un corrispettivo totale di € 4,1 miliardi. Nel febbraio 2020, la Commissione europea ha autorizzato Mitsubishi a rilevare la società, considerando che l'acquisizione proposta è coerente con il regolamento sulle concentrazioni dell'UE e non desterebbe preoccupazioni in termini di concorrenza.

Eneco è una delle maggiori compagnie energetiche nei Paesi Bassi. Nel 2019 ha gestito 3,9 GW di capacità di potenza, inclusi 1,7 GW di energia eolica terrestre, 611 MW

Eni rivedrà i suoi progetti in Medio Oriente per ridurre la spesa



Eni sta rivedendo i suoi progetti in Medio Oriente per il 2020 e il 2021, nel tentativo di ridurre le spese in conto capitale (capex) in un contesto di calo dei prezzi del petrolio dovuto all'epidemia. Inizialmente il gruppo aveva pianificato di investire circa € 8 miliardi ma rivedrà i piani di investimento al ribasso.

Il gruppo, che ha progetti a monte e a valle in Bahrein, Iraq, Libano, Oman e Emirati Arabi Uniti (Emirati Arabi Uniti), esaminerà anche i progetti condotti negli Emirati Arabi Uniti in collaborazione con Abu Dhabi National Oil Co (ADNOC); Eni detiene una partecipazione del 20% nella raffinazione di ADNOC e una partecipazione del 25% nel progetto Ghasha di ADNOC per lo sviluppo di gas naturale ultra-acidi. Possiede anche una partecipazione del 10% nella concessione Umm Shaif e Nasr e una partecipazione del 5% nella concessione Lower Zakum. Nel 2019, Eni ha vinto due concessioni per 35 anni per una quota del 70% nelle aree esplorative Offshore Block 1 e Offshore Block 2.

Inoltre, Eni e il suo partner Sharjah National Oil Company (SNOC) hanno deciso di posticipare di uno o due mesi l'avvio della produzione di gas nel progetto di gas e condensa di Mahani a Sharjah (Emirati Arabi Uniti).

A livello globale, Eni ridurrà le spese in conto capitale nel 2020 di circa 2 miliardi di euro, vale a dire il 25% del Capex totale previsto e l'opex di circa 400 milioni di euro. Nel 2021, Eni prevede una riduzione del capitale investito di circa 2,5-3 miliardi di euro, pari al 30-35% del capitale investito previsto per lo stesso anno nel piano industriale.

di energia eolica offshore e 1.030 MW di energia termica, principalmente nei Paesi Bassi (2,7 GW), con un impronta rinnovabile in Belgio (909 MW) e nel Regno Unito (246 MW). Il gruppo ha generato 11,3 TWh nel 2019, di cui 8,8 TWh nei Paesi Bassi, e consegnato ai propri clienti 29,5 TWh di energia elettrica, 52 TWh di gas e 2,9 TWh di calore. Eneco sta inoltre partecipando a progetti di energia rinnovabile e scommette sulla sua partnership con Mitsubishi e Chubu Electric per espandere le energie rinnovabili a livello internazionale. Mitsubishi prevede di trasferire parte delle sue attività eoliche offshore in Europa (oltre 400 MW).

La Russia rimuove l'ultimo ostacolo alla fusione tra Fortum-Uniper

Il servizio anti-monopolio russo (FAS) ha concesso la sua approvazione definitiva all'acquisizione di una quota di maggioranza (73,3%) nel gruppo energetico tedesco Uniper da parte della società energetica finlandese Fortum, spianando la strada alla chiusura della transazione dopo due anni di stallo decisionale.

A gennaio 2018, Fortum ha acquisito la partecipazione del 46,65% di E.ON nella sua controllata Uniper per 3,76 miliardi di euro (come concordato a settembre 2017) e ha acquistato un'altra quota dello 0,47% a febbraio 2018.

A giugno 2018 ha ricevuto un'approvazione incondizionata della fusione da parte della Commissione Europea e dalle autorità russe per l'acquisizione di una partecipazione del 46,65%. Inoltre, nell'ottobre 2019 Fortum ha deciso di acquistare circa il 20,5% del capitale azionario di Uniper da fondi gestiti da Elliott Management Corporation e Knight Vinke, al prezzo di € 29,93/azione, corrispondenti a un totale di circa € 2,3 miliardi. La FAS russa ha approvato la proposta di acquisizione di questa partecipazione aggiuntiva in Uniper a determinate condizioni; i regolatori russi avevano limitato al 49,99% la partecipazione di Fortum in Uniper, a causa di una licenza idrica strategica, gestita da Unipro, la consociata locale di Uniper in Russia.

Fortum prevede che l'operazione creerà un leader nella transizione energetica europea e realizzerà interessanti ritorni sui suoi investimenti in Uniper. I portafogli delle due società sono sinergici in Svezia e Russia, mentre Fortum avrà ora accesso alla Germania e ad altri mercati dell'Europa continentale.

Energia nucleare

Kyushu Electric non rispetta le misure di sicurezza per Sendai-1

Kyushu Electric ha interrotto l'unità 1 da 890 MW della sua centrale nucleare di Sendai nella prefettura di Kagoshima, nel sud del Giappone, a causa di ritardi nel rispetto delle nuove normative sulle misure di sicurezza. La società dovrà chiudere Sendai 2 a maggio 2020.

Nel luglio 2013, l'autorità di regolamentazione nucleare (NRA) ha approvato nuovi regolamenti in risposta al disastro di Fukushima e ha richiesto nelle centrali nucleari dei centri di controllo in bunker per i sistemi di sicurezza e le procedure di back -up e di disaster recovery. Nel novembre 2015, ha incaricato gli operatori dei reattori di completare queste strutture entro 5 anni dall'approvazione del programma di lavoro di ingegneria e costruzione di ciascun impianto. Gli operatori che non riescono a completare i centri di backup circa una settimana prima della scadenza sono tenuti a sospendere le operazioni nel reattore e a mettere l'unità in arresto a freddo. Kyushu Electric ha avuto tempo fino al 18 marzo 2020 e al 22 maggio 2020 per completare i centri di controllo di backup di Sendai-1 e Sendai-2, ma non ha rispettato la scadenza.

Shell, Chevron, Total e Sonatrach hanno tagliato le spese in conto capitale

La guerra mondiale dei prezzi del petrolio e la pandemia di coronavirus hanno spinto alcune major e società nazionali internazionali ad annunciare tagli significativi dei costi operativi e delle spese in conto capitale insieme alla sospensione dei loro programmi di riacquisto di azioni.

Shell ha deciso di ridurre le spese in conto capitale per il 2020 di US \$ 5 miliardi (da 25 a 20 miliardi, -20%) e i costi operativi di US \$ 3-4 miliardi nei prossimi 12 mesi rispetto ai livelli del 2019. Il gruppo risparmierà quindi US \$ 8-9 miliardi di cash flow disponibile al lordo delle imposte. Manterrà i suoi piani per la cessione di attività di oltre US \$ 10 miliardi nel periodo 2019-2020, ma i tempi dipenderanno dalle condizioni di mercato. Il programma di riacquisto di Shell (piano da US \$ 1 miliardo) è stato sospeso.

Chevron ridurrà le spese in conto capitale di US \$ 4 miliardi, da US \$ 20 a 16 miliardi (-20%). La metà del taglio degli investimenti avverrà nelle risorse non convenzionali a monte: US \$ 700 milioni nei progetti di esplorazione, US \$ 500 milioni nelle attività negli Stati Uniti e nel mondo e US \$ 800 milioni a valle, nei prodotti chimici e altre attività. Inoltre, Total ridurrà le spese in conto capitale di oltre US \$ 3 miliardi, da US \$ 18 miliardi a meno di US \$ 15 miliardi (- 20%) e i costi operativi di US \$ 800 milioni nel 2020. Prevede di raggiungere un riacquisto di azioni da US \$ 2 miliardi, nel 2020 sono stati sospesi (US \$ 550 milioni riacquistati nei primi due mesi del 2020). Inoltre, la compagnia petrolifera nazionale algerina Sonatrach ha deciso di dimezzare i suoi investimenti per il 2020, da US \$ 14 a 7 miliardi, per preservare le riserve valutarie.

Finora, nove dei 39 reattori nucleari utilizzabili hanno superato le ispezioni sugli standard di sicurezza e hanno ripreso le operazioni di alimentazione, inclusi i reattori Sendai 1 di Kyushu Electric e i reattori Takahama 3 e 4 di Kansai Electric. In base ai nuovi regolamenti, Kansai Electric ha tempo fino all'agosto 2020 per Takahama-3. Entrambe le utility hanno già avvertito l'NRA che la costruzione sarebbe stata ritardata di circa un anno. Anche altre utility sperimenteranno ritardi fino a 2,5 anni. Potrebbero quindi essere costretti a interrompere nuovamente le operazioni.



Nuovo ritardo per il progetto nucleare di Flamanville-3 in Francia fino al 2024

Il governo francese ha consentito a EDF di posticipare la scadenza per la messa in servizio del suo EPR da 1.650 MW a Flamanville, che è stato prorogato al 2024.

Inizialmente, il progetto Flamanville sarebbe stato commissionato nel 2013 (completamento della costruzione alla fine del 2012) al costo di 3,3 miliardi di euro. I problemi tecnici hanno comportato ritardi significativi e un aumento dei costi. I tempi di costruzione sono triplicati da 5 a più di 15 anni - e il suo costo è aumentato di oltre il 200% a quasi 11 miliardi di euro, e ora a 12,4 miliardi di euro. Infatti, a giugno 2019, l'autorità di sicurezza nucleare (ASN) ha chiesto al gruppo di riparare otto saldature dei generatori di vapore delle centrali nucleari che, dopo le verifiche, sono risultate non conformi a quelle previste dal progetto iniziale.

Nell'ottobre 2019, EDF ha rivisto il programma di costruzione del progetto nucleare e ha aumentato i costi di costruzione stimati, da € 1,5 miliardi a € 12,4 miliardi, dopo l'adozione di misure di potenziamento delle saldature dei tubi nel circuito secondario principale, con l'intervento dei robot. Di conseguenza EDF non potrà caricare carburante prima della fine del 2022 e ha pianificato di sostituire il contenitore in pressione del reattore (RPV) nel 2024.

Fessenheim la più antica centrale nucleare francese spegne un reattore

La Francia ha staccato la spina di uno dei reattori nucleari dell'impianto più antico del paese, un primo passo per ridurre il nucleare nel suo mix energetico.

Gli attivisti ambientalisti avevano chiesto da un po' di tempo che Fessenheim - entrata in servizio nel 1978 - venisse chiusa, affermando che con l'invecchiamento dei reattori il rischio di incidenti aumentava significativamente.

Nel 2018 il governo francese aveva annunciato che avrebbero fermato uno dei reattori nel sito, che si trova vicino al confine tedesco, e il secondo reattore dell'impianto si fermerà a giugno.

La Francia è il secondo paese al mondo per il numero delle sue centrali nucleari dopo gli Stati Uniti, con un totale di 19 centrali e 58 reattori.

Circa il 70% dell'elettricità in Francia proviene da energia nucleare, secondo i dati di Electricité de France (EDF), ma gli ambientalisti hanno sollevato preoccupazioni sul fatto che vi sia un alto rischio di incidenti.

I sostenitori dell'energia nucleare, affermano che il nucleare insieme alle energie rinnovabili deve essere considerato una soluzione per produrre energia a basse emissioni di carbonio e per allontanarsi dall'energia da combustibili fossili.

Il ministro francese dell'ecologia Elisabeth Borne si è recata a Fessenheim prima della chiusura del reattore per parlare con i residenti. Alcuni erano preoccupati per la chiusura dell'impianto che offre migliaia di posti di lavoro nell'area.

Le preoccupazioni per la sicurezza delle centrali nucleari sono aumentate dopo che un terremoto in Giappone ha causato un'esplosione nella centrale nucleare giapponese di

Repubblica Ceca: ČEZ chiede l'approvazione per 2 reattori nucleari a Dukovany



La compagnia elettrica nazionale ceca ČEZ ha chiesto all'Ufficio di Stato per la sicurezza nucleare di costruire due nuovi reattori da 1,2 GW nella centrale nucleare di Dukovany.

ČEZ gestisce già quattro reattori VVER-440 nella centrale nucleare di Dukovany (2.040 MW) e due reattori VVER-1000 nella centrale di Temelín (2.160 MW). La sostituzione dei reattori più vecchi con nuove unità è considerata cruciale per la sicurezza energetica del paese, poiché si prevede che i quattro reattori Dukovany verranno chiusi definitivamente tra il 2035 e il 2037. Nel 2016, ČEZ ha avviato il processo per la costruzione di due nuove unità presso Dukovany. Il gruppo prevede di ricevere cinque offerte (da EDF, KHNP, China General Nuclear Power, Westinghouse e Atmea (joint venture Orano-Mitsubishi)) per Dukovany-5, che dovrebbe costare 5,5-6,2 miliardi di euro. Il fornitore dovrebbe essere selezionato entro la fine del 2022 per iniziare la costruzione nel 2029. Il primo reattore (Unità 5) potrebbe essere messo in servizio a partire dal 2036 e il secondo potrebbe essere sviluppato in una fase successiva.

La Repubblica ceca mira a raggiungere il 40% del nucleare nel suo mix energetico entro il 2040 perché questa fonte energetica è considerata l'opzione migliore per sostituire le centrali elettriche a carbone e ridurre le emissioni di CO₂.



Fukushima nel 2011.

Il governo francese ha lanciato piani per ridurre la quota di nucleare nel paese a circa il 50% chiudendo un totale di 14 reattori, inclusi i due a Fessenheim. Gli altri reattori dovrebbero chiudersi entro il 2035.



Terna prevede di investire € 14 miliardi nella rete elettrica italiana nel prossimo decennio

Terna (CDP Reti 29,85%), ha presentato il suo nuovo piano di investimenti decennale, con l'obiettivo di investire 14 miliardi di euro per potenziare la rete elettrica italiana e sostenere il passaggio alle energie rinnovabili. Gli investimenti nell'ambito di questo piano contribuiranno ad aumentare la capacità di scambio transfrontaliero (+5 GW) e i limiti di transito tra le zone di mercato grazie alle nuove linee elettriche (+7 GW), riducendo le perdite di rete e riducendo le emissioni di $\rm CO_2$ correlate di 2,1 Mt/anno .

Con un investimento superiore del 7% rispetto al programma precedente, il Piano di sviluppo di Terna per il 2020 comprende 27 nuovi progetti per 300 km di nuove linee elettriche: Terna costruirà nuove linee elettriche e modernizzerà le reti in certe aree fortemente sviluppate come la costa delle Marche e le zone industriali intorno a Verona, Padova, Parma, Bari o Crotone. Inoltre, Terna smantellerà oltre 400 km di linee esistenti e demolirà circa 3.800 km di infrastrutture di rete obsolete. Il gruppo mira inoltre ad aumentare la capacità di trasmissione tra le isole e il corridoio sud-nord della terraferma: Terna si concentrerà sul nuovo collegamento Tirreno HVDC Continente-Sicilia-Sardegna e completerà la revisione della Sardegna-Corsica-Italia (SA.CO.I.3) e HVDC Adriatic. La metà delle nuove linee elettriche sviluppate nell'ambito del Piano di sviluppo sarà sotterranea e/o sottomarina.

Eni e A2a firmano accordo per la gestione di rifiuti industriali

Eni, attraverso la società ambientale Eni Rewind, e A2A Ambiente hanno siglato un Memorandum of Understanding nell'ambito delle migliori pratiche di economia circolare per l'avvio di una collaborazione per la gestione di rifiuti speciali di natura industriale, l'ottimizzazione dei processi e l'individuazione di innovative soluzioni impiantistiche "End-to-End". Eni Rewind opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica. Grazie al proprio modello operativo integrato la società gestisce, d'intesa con le comunità che la ospitano, progetti di risanamento e di recupero sostenibili, sia in Italia che all'estero. Dal 2018 Eni Rewind ha avviato inoltre progetti per il trattamento dei rifiuti organici mediante l'applicazione della tecnologia proprietaria Waste to Fuel di Eni che trasforma la frazione organica dei rifiuti solidi urbani in bio olio e acqua. Nel 2019 la società ha gestito circa 2 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui il 90% per conto di Eni, e trattato circa 31 milioni di metri cubi di acque, recuperandone oltre 5 milioni grazie ai 42 impianti di trattamento che gestisce su tutto il territorio italiano.

A2A Ambiente, società del Gruppo A2A, è il primo operatore ambientale in Italia, protagonista di tutta la catena del valore della gestione dei rifiuti, dalla raccolta al recupero. Con una dotazione impiantistica che si caratterizza per affidabilità e innovazione, sicurezza ed elevate performance ambientali, è in grado di trattare oltre 5 milioni di tonnellate all'anno. A2A Ambiente progetta, realizza e gestisce impianti che trasformano i rifiuti in nuova materia o in energia, in linea con i principi della green economy.

"La nostra missione, ribadita da piano Industriale del Gruppo—ha dichiarato Valerio L. Camerano, AD del Gruppo A2A è assicurare un importante contributo nei settori ambientali più deficitari in campo nazionale: un obiettivo per cui abbiamo previsto importanti investimenti e la realizzazione di 12 nuovi impianti".

Acea: Giuseppe Gola futuro AD

L'azionista di maggioranza ha deciso per una scelta di continuità offrendo la poltrona di amministratore delegato all'attuale CFO. Confermato anche il CdA Tempo di nomine ai vertici di Acea, dopo il passaggio a Terna di Stefano Donnarumma.

Il Comune di Roma, azionista di controllo con il 51%, ha deciso di confermare



l'attuale presidente Michaela Castelli, che sarà confermata nel medesimo ruolo per il prossimo triennio; come amministratore delegato è stato designato come Giuseppe Gola, attuale cfo. Lo si legge nelle liste presentate dagli azionisti per il rinnovo delle cariche sociali in previsione dell'assemblea che si svolgerà il prossimo 29 maggio, pubblicate da Acea sul proprio sito Web.

La scelta di Gola, indicato dall'azionista di maggioranza e condivisa da tutti gli azionisti, è all'insegna della totale continuità (rappresentata pure dalla conferma di quasi tutto il cda) con la governance precedente. Gola ha alle spalle un solido trascorso in Enel, dove ha cominciato la sua carriera nel 1991, oltre a una lunga esperienza nelle telecomunicazioni, ma soprattutto conosce molto bene Acea, avendo gestito in prima persona tutte le attività di M&A tra gas, ambiente e fotovoltaico, oltre a seguire le più recenti partite finanziarie della società, inclusa l'emissione di bond per 2 miliardi di euro.

Gme: il prezzo dell'elettricità in Borsa sale dell'8,9% a fine aprile



In aumento anche i volumi di energia elettrica scambiati Risalita per il prezzo medio di acquisto dell'energia nella Borsa elettrica, che si è portato a 25,87 euro/MWh, in aumento di 2,12 e/MWh rispetto alla settimana precedente (+8,9%). In aumento anche i volumi di energia elettrica scambiati in Borsa, pari a 3,2 milioni di MWh (+4,8%); in calo, invece, la liquidità del mercato, al 73,5% (-1,9 punti percentuali).

Questi i dati resi noti dal Gestore dei mercati energetici relativi alla settimana da lunedì 20 a domenica 26 aprile, caratterizzata ancora dall'emergenza sanitaria. Va tuttavia considerato che la settimana 16 includeva un festivo infrasettimanale (lunedì di Pasqua). I prezzi medi di vendita, ovunque in aumento, variano tra 25,58 e/MWh del Nord e 26,26 e/MWh di Centro Sud, Sud e Sardegna.

Coronavirus: nuova proroga a luglio per rinnovare i Bonus sociali

Sarà possibile di rinnovare la domanda per l'erogazione dei bonus oltre la scadenza originaria prevista, prolungando i tempi fino al 31 luglio

Ancora più tempo per poter richiedere il rinnovo dei bonus sociali nazionali (elettrico, gas e idrico) e contestuale garanzia della loro continuità. Sono le nuove misure che, con il perdurare dell'emergenza COVID-19, prorogano e modificano la delibera 76/2020/R/com e che ARERA ha adottato a favore dei cittadini che beneficiano dei bonus sociali nazionali e che potrebbero ancora avere difficoltà logistiche a presentare la domanda di rinnovo dei bonus nei termini precedentemente previsti.

L'Autorità ha deciso infatti che, per i consumatori il cui bonus è in scadenza nel periodo 1 marzo—31 maggio 2020 (la precedente data ultima era il 30 aprile), è data la facoltà di rinnovare la domanda per l'erogazione dei bonus oltre la scadenza originaria prevista, prolungando i tempi fino al 31 luglio 2020. Una volta accettata la domanda, a seguito delle normali verifiche, sarà garantito lo "sconto" in modo continuato e retroattivo a partire dalla data di scadenza originaria. Il rinnovo ha la consueta durata complessiva di 12 mesi. Il periodo di validità delle previsioni potrà essere aggiornato in conformità ai possibili futuri provvedimenti normativi in materia di emergenza COVID-19.

Coronavirus: Coldiretti, da crollo del petrolio tagli su 85% spesa

L'andamento del greggio è destinato a contagiare l'intera economia con effetti sulla competitività delle imprese

"Il crollo delle quotazioni del petrolio deve fare sentire il suo effetto anche sulla spesa degli italiani con il minor costo dei carburanti, in un Paese come l'Italia dove l'85% dei trasporti commerciali avviene per strada". È quanto afferma la Coldiretti in riferimento alla caduta libera dei prezzi del petrolio Wti per effetto delle speculazioni e della pandemia. "L'andamento del greggio è destinato a contagiare l'intera economia con effetti sulla competitività delle imprese in una situazione in cui la logistica in Italia - sottolinea l'organizzazione - arriva ad incidere fino dal 30 al 35% sul totale dei costi per frutta e verdura.

Il contenimento dei prezzi del carburante è atteso in una situazione in cui per effetto dell'emergenza si stanno verificando tensioni sul costo dei trasporti per le difficoltà dei camion a viaggiare a pieno carico all'andata e al ritorno in conseguenza del blocco di molte attività produttive. Questo - conclude la Coldiretti - comporta infatti un aggravio dei costi di trasporto per unità di prodotto che hanno portato a far lievitare l'incidenza del trasporto su gomma sul prezzo finale allo scaffale".

FREE propone una serie di norme a costo zero per far ripartire il paese con le rinnovabili e l'efficienza energetica

Secondo una recente analisi, 67 anni per fare il Pniec! Questo è il tempo necessario per realizzare il Piano Nazionale Energia e Clima, se il tasso di autorizzazioni per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili rimanesse quello del 2017-2018. Lo dice il Presidente del Coordinamento FREE, G.B. Zorzoli che parla di tempi inconcepibili sia per la crisi climatica, ma anche e specialmente per il contributo che le rinnovabili devono dare per far uscire il Paese dalla situazione di crisi economica provocata dal Coronavirus.

"E tutto ciò - fa notare Zorzoli - con investimenti che, per decollare, nella maggior parte dei casi non richiedono incentivi, ma solo semplificazioni negli iter autorizzativi e snellimenti burocratici. Ossia interventi a costo zero per il bilancio dello stato. Per contribuire a realizzare questi obiettivi, il Coordinamento FREE ha elaborato una serie di emendamenti a specifiche normative vigenti, essenziali per garantire, nell'assoluto rispetto dell'ambiente e del territorio, la realizzazione degli interventi di efficienza energetica e di produzione di energia rinnovabile nei tempi previsti dal Pniec, avvalendosi anche dei suggerimenti ricevuti nel corso di una serie di incontri con rappresentanti delle forze politiche".

Gli emendamenti, inviati ai Presidenti e ai membri delle X Commissione della Camera e del Senato, ai ministri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente, delle Infrastrutture, della Pubblica Amministrazione e al sottosegretario all'Ambiente Roberto Morassut, propongono riforme riguardanti temi come le semplificazioni autorizzative e burocratiche per impianti fotovoltaici, repowering eolico ed efficienza energetica.



Il tentativo di accordo tra l'OPEC e i principali paesi non OPEC sulla riduzione delle quote di produzione di greggio, non ha generato gli attesi effetti di contenimento della caduta dei prezzi. Troppo ampio il divario tra la riduzione della produzione e il crollo della domanda.

L'esaurimento della capacità di stoccaggio ha fatto il resto.

Prime valutazioni sulle ricadute per l'industria petrolifera ed i mercati energetici.

I posti sono limitati, registrati per assicurarti la partecipazione!



Moderatore: Carlo Di Primio, Presidente dell'AIEE

Relatori: Vittorio D'Ermo, Vice Presidente AIEE, Direttore dell'Osservatorio energia AIEE

La prima crisi energetica da crollo della domanda

Lisa Orlandi, Direttore Responsabile RiEnergia - ambiente e risorse

L'impatto sul mercato petrolifero degli Stati Uniti

Marco Falcone, Government Relations Manager, Responsabile Relazioni Istituzionali, Esso Italiana,

Gruppo ExxonMobil

Oltre la crisi - le prospettive dell'industria Oil & Gas

Claudio Spinaci, Presidente Unione Petrolifera

Le ricadute sull'industria petrolifera italiana

Per partecipare registrarsi al seguente link LINK:

https://zoom.us/webinar/register/WN mudJ 7lZSl2SLV4zUORgsQ

Riceverà in seguito la conferma della registrazione con le coordinate per poter collegarsi al webinar Per installare il software Zoom utilizzato per visualizzare questo webinar, il software è disponibile al seguente link: https://zoom.us/client/latest/ZoomInstaller.exe 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