

NEWSLETTER



n. 258 Ottobre 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E
A Cerved Company

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Oltre 3 GW di nuova capacità con la seconda asta FER in Spagna

pag. 04

Successo per l'eolico on-shore sia in Spagna che in Germania dove sono stati aggiudicati rispettivamente circa 2,3 e 1,5 GW di nuovi progetti. In Italia, esiti al di sotto delle aspettative con meno di 600 MW assegnati tra eolico e solare.

02

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Diffusione dell'idrogeno chiave per la transizione energetica: necessari interventi incisivi

pag. 07

I tempi sono maturi per sfruttare appieno l'idrogeno per il passaggio a un sistema energetico sostenibile. L'Europa è leader nella diffusione e implementazione di elettrolizzatori, con il 40% della capacità installata mondiale. Questa ricopre per il momento solo il 2% della quota nel mix energetico, ma l'obiettivo posto dalla Commissione al 2030 è del 13% nel consumo finale totale di energia in Europa. Per raggiungere questo ambizioso obiettivo sono tuttavia necessari investimenti nello sviluppo di tecnologie che ne riducano i costi di produzione, una maggiore diffusione delle rinnovabili e incentivi alla creazione di domanda per applicazioni dirette nel settore industriale e nei trasporti.

03

MERCATO GAS NATURALE

Stoccaggi riempiti parzialmente: c'è pericolo per la sicurezza del sistema gas?

pag. 12

Nonostante le recenti dinamiche di prezzo abbiano portato gli operatori a utilizzare solo il 90% dello stoccaggio, con una conseguente riduzione della capacità di erogazione nei periodi di punta, in condizioni normali sistema non mostra criticità per la copertura della domanda invernale. In caso di eventi estremi che si verificano verso la fine della stagione, si potrebbero tuttavia generare tensioni.

04

GARE GAS

pag. 16

Posticipati i termini per i bandi di LA SPEZIA e MONZA e BRIANZA 1, mentre il Comune di Lovere sospende le gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM BERGAMO 2. L'ARERA approva l'ammontare dei costi relativi ai sistemi di telelettura, telegestione e dei concentratori per l'anno 2019, riconoscendo i nuovi meccanismi di misura tecnologicamente più evoluti. Dopo l'aumento di volumi e prezzi dei Certificati Bianchi scambiati nel mese di settembre, ottobre vede una stabilizzazione.

01

A landscape photograph showing a series of high-voltage power lines and pylons stretching across a green, rolling field. The sky is blue with some light clouds. The pylons are metal lattice structures. The field is lush green with some trees scattered in the distance.

MERCATO ELETTRICO

Oltre 3 GW di nuova capacità con la seconda asta FER in Spagna

Successo per l'eolico on-shore sia in Spagna che in Germania dove sono stati aggiudicati rispettivamente circa 2.3 e 1.5 GW di nuovi progetti. In Italia, esiti al di sotto delle aspettative con meno di 600 MW assegnati tra eolico e solare.

Dopo il grande successo del primo appuntamento all'inizio del 2021, anche gli esiti del secondo turno sono positivi per le fonti rinnovabili in Spagna. Nonostante si sia rivelata meno affollata rispetto alla prima edizione dell'anno¹, la procedura competitiva, conclusasi il 19 ottobre scorso, vede allocata quasi la totalità del contingente, 3.1 GW su 3.3 GW totali previsti.

L'eolico *on-shore* si aggiudica la quota principale di circa 75% della capacità complessiva, mentre il restante 25% va alla tecnologia fotovoltaica.

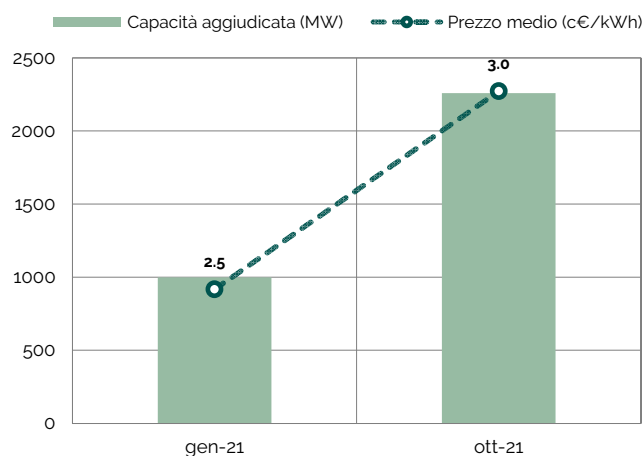
In aumento, inoltre, i valori dell'incentivo aggiudicato sia per i progetti eolici sia per i fotovoltaici, con una media ponderata di circa 32 €/MWh e di circa 30 €/MWh rispettivamente, contro i 25 €/MWh in media per entrambe le tecnologie a gennaio 2021.

ACCELERA L'EOLICO IN GERMANIA

Si concludono con grande successo le ultime due edizioni delle aste per l'eolico in Germania svoltesi nel mese di settembre. Con la prima, dedicata all'eolico *on-shore*, circa 1.5 GW di nuovi progetti potrà accedere all'incentivo. La media ponderata dei prezzi richiesti rimane al di sotto della soglia massima concessa (pari a 60 €/MWh) attestandosi intorno ai 58 €/MWh. Nessuna tariffa incentivante, invece, è stata richiesta per l'eolico *off-shore* da sviluppare nel Mare del Nord e nel Mar Baltico, dove è stata allocata capacità per un totale di poco inferiore all'1 GW e che dovrà essere realizzata entro il 2026.

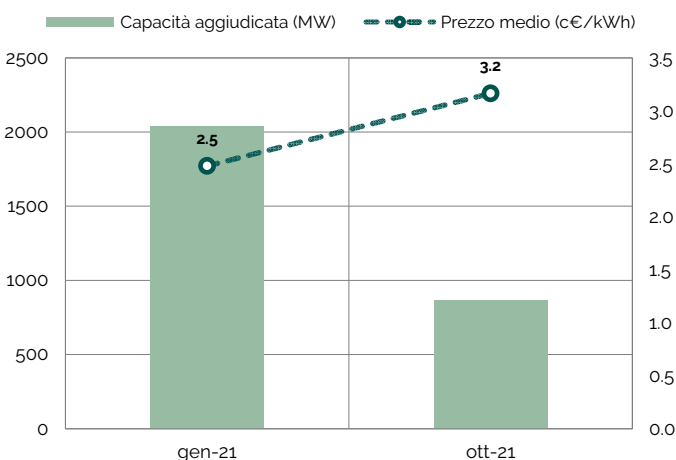
Meno appetibili sembrano le aste delle biomasse dove soltanto 86 MW dei 275 MW messi a disposizione sono stati allocati con un prezzo medio ponderato di circa 17 €/MWh.

FIGURA 1. ASTE EOLICO ON-SHORE - SPAGNA:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

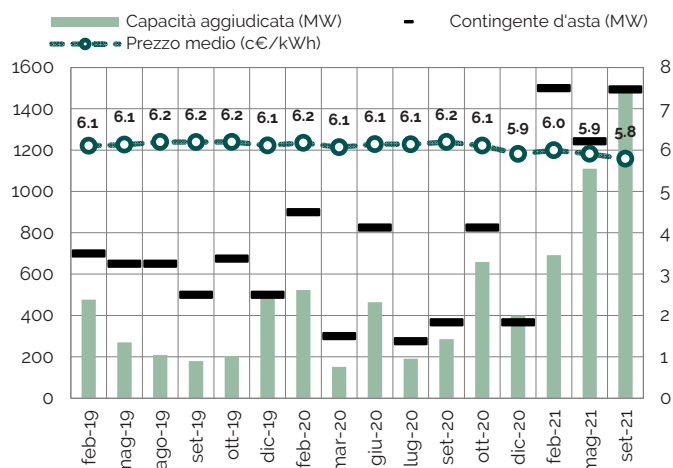
FIGURA 2. ASTE FOTOVOLTAICO - SPAGNA:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

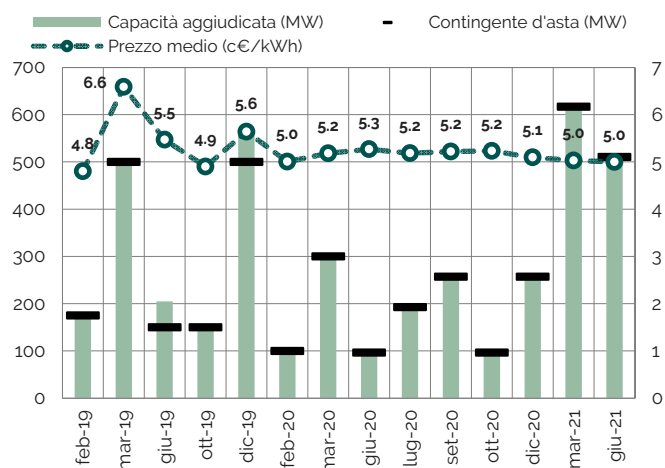
¹ A gennaio 2021 le offerte presentate superavano la domanda di quasi 200%, mentre a ottobre tale eccesso si è ridotto a circa 54%.

**FIGURA 3. ASTE EOLICO ON-SHORE - GERMANIA:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

**FIGURA 4. ASTE FOTOVOLTAICO - GERMANIA:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)**



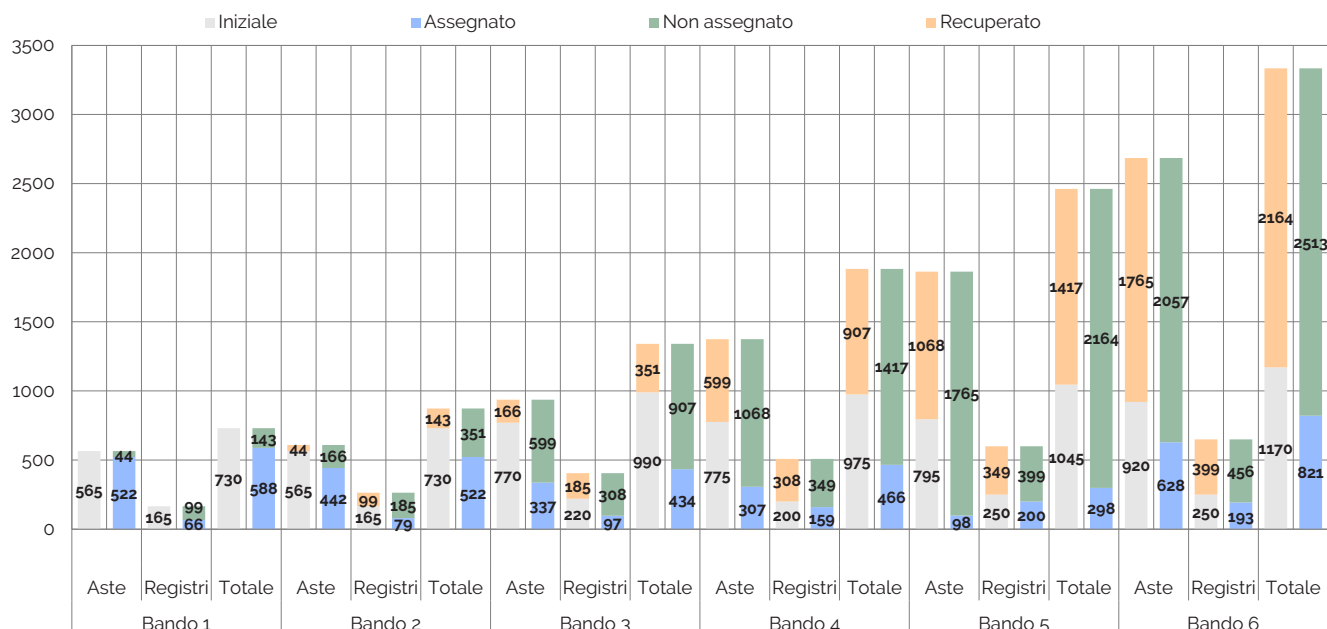
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

ESITI DEL SESTO BANDO FER1 IN ITALIA AL DI SOTTO DELLE ASPETTATIVE

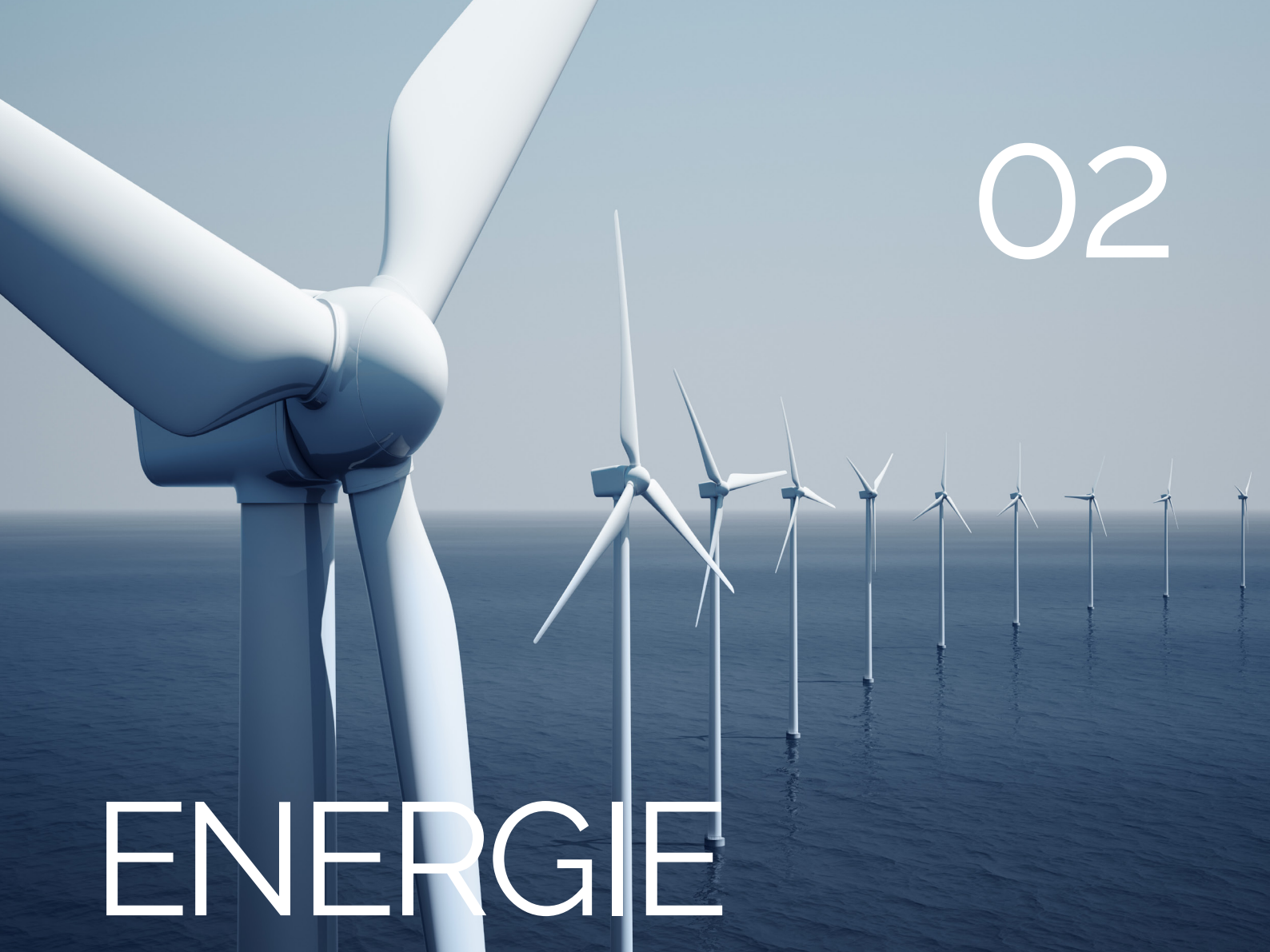
La capacità complessiva assegnata con il sesto bando delle procedure FER1 è stata inferiore ai 600 MW, distribuiti equamente fra le tecnologie eolica e solare nella categoria degli impianti superiori a 1 MW. Lo sconto richiesto dagli operatori rispetto al cap di 70 €/MWh è stato pari a 2% in media.

Da inizio ottobre è aperto il settimo e l'ultimo bando FER1 attraverso il quale, entro la fine del mese, si cercherà di allocare tutta la capacità residua delle procedure precedenti, per un ammontare complessivo pari a 4.8 GW.

FIGURA 8. RISULTATI DEI PRIMI 6 BANDI DEL DECRETO FER1 - VOLUMI AGGREGATI (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati pubblici GSE

A photograph of an offshore wind farm. In the foreground, a large white wind turbine is partially visible, showing its blades and nacelle. In the background, a series of similar wind turbines are spaced out across a dark blue sea under a clear sky. The perspective is from a low angle, looking out towards the horizon.

02

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

Diffusione dell'idrogeno chiave per la transizione energetica: necessari interventi incisivi

I tempi sono maturi per sfruttare appieno l'idrogeno per il passaggio a un sistema energetico sostenibile. L'Europa è leader nella diffusione e implementazione di elettrolizzatori, con il 40% della capacità installata mondiale. Questa ricopre per il momento solo il 2% della quota nel mix energetico, ma l'obiettivo posto dalla Commissione al 2030 è del 13% nel consumo finale totale di energia in Europa. Per raggiungere questo ambizioso obiettivo sono tuttavia necessari investimenti nello sviluppo di tecnologie che ne riducano i costi di produzione, una maggiore diffusione delle rinnovabili e incentivi alla creazione di domanda per applicazioni dirette nel settore industriale e nei trasporti.

L'IDROGENO VERDE SARÀ UN ELEMENTO CHIAVE NEL FUTURO MIX ENERGETICO

Pur avendo destato notevole attenzione, l'idrogeno non ha ancora fatto il salto di qualità. Il rapido calo dei costi dell'energia rinnovabile, gli sviluppi tecnologici e necessità di ridurre drasticamente le emissioni di gas serra aprono però nuove possibilità.

La caratteristica chiave dell'idrogeno è di avere la doppia funzione di combustibile e di accumulatore di energia. La sua produzione avviene per elettrolisi, alimentata da energia, e per questo viene considerato un vettore energetico (e non una fonte energetica). Quando l'elettrolisi è alimentata da energia rinnovabile si parla di idrogeno verde. La facilità con cui l'energia elettrica può essere convertita in idrogeno lo rende il vettore più efficiente per lo stoccaggio degli eventuali surplus di produzione da fonti rinnovabili. Come carburante l'idrogeno è inoltre caratterizzato da un'alta densità energetica (1 kg contiene la stessa energia di 2.4 kg di metano o di 2.8 kg di benzina), non emette CO₂ e non produce inquinamento atmosferico. Si tratta quindi di un vettore essenziale per raggiungere la neutralità climatica.

Nel 2020, l'idrogeno e i combustibili a base di idrogeno rappresentavano meno dello 0,1% dei consumi totali di energia (TFC), ma entro il 2030 arriverà al 2% e nel 2050 a 10%.

Si stima infatti che entro il 2030 la produzione totale di idrogeno toccherà i 200 milioni di

tonnellate (Mt) e che circa il 70% sarà prodotto attraverso tecnologie ad impatto zero, come l'elettrolisi alimentata da energia elettrica rinnovabile, oppure a basso impatto ambientale come la *carbon capture usage and storage* (CCUS). Nel più lungo periodo, la produzione mondiale di idrogeno dovrebbe crescere fino a 500 Mt ed essere totalmente basata su tecnologie a impatto basso o zero. Per raggiungere questi obiettivi sarà necessario installare una capacità di elettrolisi pari a 850 GW entro il 2030 e di 3,600 GW entro il 2050. A oggi, l'Europa è leader nella diffusione e implementazione di elettrolizzatori, con il 40% di capacità installata complessiva ed è destinata a rimanere il mercato più grande nel breve termine, sulla scia delle ambiziose strategie per l'idrogeno dell'Unione Europea.

Secondo le stime IEA¹ l'uso dell'idrogeno si estenderà a diverse aree del settore energetico e crescerà di sei volte rispetto ai livelli odierni, per soddisfare il 10% del consumo totale di energia entro il 2050.

LO SVILUPPO DI IDROGENO VERDE DIVENTA UNA PRIORITÀ PER L'EUROPA

Nel 2020 la Commissione Europea ha presentato la strategia² per l'idrogeno, delineando il percorso comune europeo per incentivarne l'uso in tutti gli Stati membri. La priorità della Commissione è la diffusione di idrogeno rinnovabile (o idrogeno verde).

¹ Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector, IEA (maggio 2021).

² A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 8 luglio 2020.

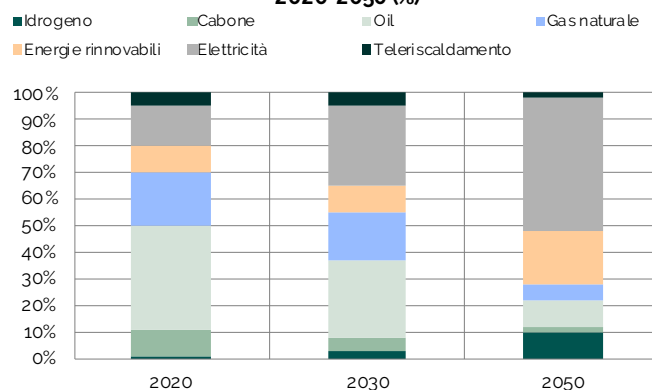
L'utilizzo dell'idrogeno in Europa è ancora limitato, ricoprendo solo il 2% della quota nel *mix* energetico. L'obiettivo al 2030 è di arrivare alla produzione di almeno 10 tonnellate in modo da raggiungere una quota del 13% nel consumo finale totale di energia in Europa.

Nei piani dell'UE la produzione di idrogeno verde dovrà avvenire utilizzando principalmente l'energia rinnovabile come l'eolico e il solare. Il percorso si delinea in tre fasi durante le quali verranno affrontati temi quali gli investimenti, il quadro regolatorio, le strategie per la creazione di un mercato comune, gli incentivi e il sostegno per progetti di R&I. Il percorso è così articolato:

- **Prima fase (2020-2024):** decarbonizzare la produzione di idrogeno esistente e promuoverne nuove applicazioni. Per raggiungere l'obiettivo di 1 milione di tonnellate prodotte di idrogeno rinnovabile sarà necessario potenziare l'installazione di elettrolizzatori nell'UE per almeno 6 GW entro il 2024.
- **Seconda fase (2024-2030):** integrare l'idrogeno verde nel sistema energetico europeo. L'obiettivo strategico è installare almeno 40 GW di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile entro il 2030 e produrre fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE. Il raggiungimento di questo obiettivo permetterebbe di soddisfare almeno parzialmente anche la domanda industriale, estendendone l'utilizzo a nuovi settori come la siderurgia, i trasporti pesanti (autocarri e ferrovie) e alcune applicazioni di trasporto marittimo, su cui aziende come Fincantieri stanno già lavorando.
- **Terza fase (2030-2050):** applicare l'idrogeno verde su larga scala (anche nei settori più difficili da decarbonizzare). È in quest'ultima fase che gli investimenti cumulati nell'idrogeno rinnovabile in Europa potrebbero raggiungere i 180-470 miliardi di euro.

In concomitanza con la strategia per l'idrogeno è stata presentata l'*European Clean Hydrogen Alliance*. L'Alleanza europea per l'idrogeno rinnovabile mira a una significativa diffusione delle tecnologie dell'idrogeno entro il 2030, riunendo la produzione di idrogeno verde e a basse emissioni di carbonio, la domanda nell'industria, la mobilità

FIGURA 1. QUOTA DEL CONSUMO TOTALE FINALE DI ENERGIA PER TIPO DI COMBUSTIBILE NELLO SCENARIO DI NZE



Fonte: elaborazioni REF-E

e altri settori oltre alla trasmissione e distribuzione. Affinché l'economia dell'idrogeno possa crescere, serve un approccio che coinvolga l'intera catena del valore. La produzione da fonti rinnovabili o a basse emissioni di carbonio, la realizzazione di un'infrastruttura che faccia arrivare l'idrogeno ai consumatori finali e la promozione della domanda devono procedere in parallelo, dando origine a un circolo virtuoso di crescita della domanda e dell'offerta di idrogeno.

UNIONE EUROPEA PUNTO DI RIFERIMENTO NELLA DIFFUSIONE DELL'IDROGENO

Il 14 Luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato il *Fit for 55* ([Newsletter 256](#)), l'ambizioso pacchetto di riforme destinato a realizzare gli obiettivi del *Green Deal*, costituito in parte da revisione di regolamenti esistenti e in parte da nuove norme ed è finalizzato a consentire una riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra del 50% rispetto ai valori del 1990, entro il 2030.

Si tratta di un programma di intervento di ampio respiro, che abbraccia molti aspetti del tessuto economico europeo e in cui l'idrogeno ha un ruolo determinante, peraltro già riconosciuto nel *Green Deal* europeo e anche nella *Hydrogen Strategy* citata in precedenza. Il pacchetto *Fit for 55* fissa alcuni *target* precisi in tema di H₂, confermando quanto già previsto nella strategia europea dell'anno scorso, ovvero 40 GW di capacità di elettrolisi installata e un *output* di 10 milioni di tonnellate annue di idrogeno rinnovabile entro il 2030. L'UE ribadisce ancora una volta di voler

sfruttare le straordinarie opportunità associate alla produzione di idrogeno verde.

Di seguito i principali punti del pacchetto di riforme sul tema dell'idrogeno.

1. L'iniziativa comunitaria, con la proposta di modifica della cosiddetta RED II, la direttiva sulle energie rinnovabili, prevede di estendere il sistema di certificazione europea ai *fuel* rinnovabili, per potervi includere anche l'idrogeno e fissa dei *target* concreti per l'utilizzo di questo vettore al fine di decarbonizzare i trasporti pesanti e l'industria. Il testo stabilisce che dovrà essere utilizzato – sul totale dei combustibili – almeno il 2,6% di *fuel* rinnovabile di origine non biologica (quindi idrogeno verde o derivati), mentre per quanto riguarda le applicazioni industriali, viene stabilito che almeno la metà di tutto l'idrogeno consumato dovrà essere di origine rinnovabile.
2. Vengono stabiliti nuovi *target* per le emissioni di CO₂ di auto e veicoli commerciali leggeri: le emissioni delle autovetture nuove dovranno diminuire del 55% a partire dal 2030 e del 100% a partire dal 2035 rispetto ai livelli del 2021. Tutte le autovetture nuove, immatricolate a partire dal 2035, saranno quindi a zero emissioni e questo potrebbe dare un forte impulso alla diffusione di veicoli alimentati ad idrogeno (FCEV). Gli utenti dovranno avere a disposizione un'adeguata rete di impianti di ricarica per mezzi elettrici e di rifornimento di *fuel zero carbon*, come appunto l'idrogeno. Ed è su questo che interviene la proposta di revisione del Regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi, prevedendo – per quel che riguarda l'H₂ – l'installazione, da parte degli Stati membri, di almeno una *fuel station* dedicata ogni 150 Km (ogni 60 Km per la ricarica dei mezzi elettrici) sulla rete del *network* TEN-T (*Trans-European Transport Network*).
3. Si parla di idrogeno anche nella proposta per un nuovo Regolamento, chiamato *FuelEU Maritime*, sull'utilizzo dei combustibili alternativi in ambito marittimo, in cui vengono presi in esame tutti i combustibili rinnovabili e *low-carbon* compresi l'H₂ decarbonizzato (definizione che, a differenza di quella di idrogeno rinnovabile, dovrebbe comprendere anche l'idrogeno blu)

e i suoi derivati come metanolo e ammoniaca, considerati i più promettenti per le applicazioni nello *shipping*.

4. La Commissione ha proposto, nella sua ipotesi di revisione del Regolamento sul sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS), di includere nello schema anche la produzione di idrogeno rinnovabile tramite elettrolisi, che beneficerebbe di certificati gratuiti.
5. Infine, nella proposta di revisione della Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici, l'esecutivo comunitario ha indicato una serie di agevolazioni fiscali per l'utilizzo di idrogeno a beneficio dei consumatori finali.

LA CREAZIONE DI NUOVI MERCATI DEVE ANDARE DI PARI PASSO CON L'INCREMENTO DELLA PRODUZIONE

Sebbene l'adozione dell'idrogeno verde come combustibile stia accelerando, non è ancora sufficiente per riuscire a raggiungere gli obiettivi previsti dal *Green Deal*, ovvero la riduzione delle emissioni nette del 55% entro il 2030.

L'aumento della produzione di idrogeno verde o a basse emissioni di CO₂ deve essere accompagnato dalla creazione di nuova domanda, anche attraverso lo sviluppo di nuove tecnologie che ne permettano l'impiego in più campi di applicazione.

Gli ambiti di utilizzo negli ultimi anni si sono diversificati, grazie al progresso delle innovazioni tecnologiche che hanno reso possibile l'impiego di questo elemento in molti settori. In particolare, l'idrogeno verde può essere impiegato per decarbonizzare due settori, quello delle applicazioni industriali e quello dei trasporti.

In campo industriale un'applicazione immediata consiste nella riduzione e nella sostituzione dell'idrogeno ad alta intensità di carbonio usato nelle raffinerie, nella produzione di ammoniaca e in nuove forme di produzione del metanolo, o nella sostituzione parziale dei combustibili fossili nella siderurgia. In un secondo momento, con i necessari investimenti, l'idrogeno potrebbe arrivare a costituire la base nella produzione di acciaio a zero emissioni di carbonio, come ipotizzato dalla nuova strategia industriale della Commissione.

Nel settore dei trasporti, l'idrogeno è una soluzione promettente dove l'elettrificazione risulta problematica. Può essere adottato in tempi brevi per usi vincolati, quali autobus urbani o certi tratti della rete ferroviaria che non possono essere elettrificati, in cui potrebbero entrare in funzione treni a celle a idrogeno. Inoltre, è auspicabile continuare a incoraggiare l'uso dell'idrogeno negli autoveicoli pesanti come i camion.

Potrà essere inoltre impiegato nei trasporti marittimi a corto raggio e sulle vie navigabili interne. In questo settore, l'idrogeno può affermarsi come carburante alternativo a basse emissioni, soprattutto considerato che, con il recente pacchetto di riforme previsto dal *Fit for 55*, l'UE insiste sull'importanza di fissare un prezzo per le emissioni di CO₂ anche di questo settore. Per i trasporti marittimi a più lungo raggio bisognerà aumentare la potenza delle celle a combustibile e usare l'idrogeno rinnovabile per produrre carburanti sintetici, metanolo o ammoniaca, con una maggiore densità energetica.

Una barriera per la diffusione dell'idrogeno verde è il divario di costo con l'idrogeno prodotto a partire da combustibili fossili.

La produzione di idrogeno da fonti fossili è per il momento l'opzione più economica nella maggior parte del mondo. I costi di produzione dell'idrogeno sono riportati come *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), il quale corrisponde al prezzo minimo medio al quale l'idrogeno generato deve essere venduto per compensare i costi totali di produzione nel corso della sua vita.

In base alle tecniche di produzione, l'idrogeno può essere suddiviso in tre principali tipologie:

1. Idrogeno grigio: prodotto a partire da fonti fossili come il gas o il carbone, l'LCOH dell'idrogeno grigio varia da 0.43 a 1.46 €/kg (da 13 a 44 €/MWh).

2. Idrogeno Blu: è realizzato attraverso lo steam reforming del metano, ma associato ad un processo di cattura e stoccaggio della CO₂, denominato con la sigla CCUS. Usando questa tecnica, che è utile per ridurre le emissioni di CO₂, aumenta l'LCOH da 0.86 a 1.72 €/kg circa (26-51.5 €/MWh), in quanto devono essere considerati anche i costi relativi alla cattura della CO₂.

3. Idrogeno Verde: viene prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua utilizzando energia elettrica rinnovabile. Con questa tecnica, ad oggi l'idrogeno verde costa da 2.6 a 7 €/kg (da 78 a 210 €/MWh).

CONCLUSIONI

La differenza di costo tra la produzione di idrogeno sostenibile a zero emissioni e produzione con energia da combustibili fossili è ancora significativa. Per ridurre i costi di produzione dell'idrogeno verde è necessario investire in innovazione tecnologica e sulla diffusione delle energie rinnovabili.

L'impegno dell'Unione Europea per la diffusione sia delle rinnovabili che dell'idrogeno è evidente. I progetti e le idee per produrlo e utilizzarlo sono già presenti in tutto il mondo e sono diffusi soprattutto in Europa. Si tratta di segnali incoraggianti, ma il contributo dei governi a supportando della crescita della produzione rinnovabile e alla creazione della domanda di idrogeno resta una variabile chiave.

An aerial photograph of a straight, two-lane asphalt road stretching into the distance, flanked by a dense forest of tall, green coniferous trees. The road has a dashed white line down the center and solid white lines on the edges. The lighting suggests a low sun, casting long shadows and highlighting the texture of the trees.

03

MERCATO

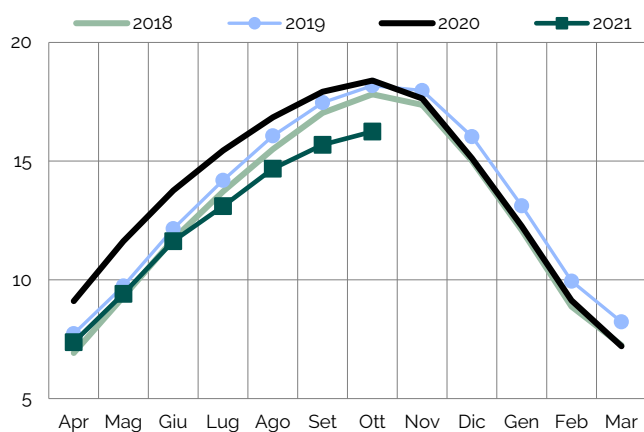
GAS NATURALE

Stoccaggi riempiti parzialmente: c'è pericolo per la sicurezza del sistema gas?

Nonostante le recenti dinamiche di prezzo abbiano portato gli operatori a utilizzare solo il 90% dello stoccaggio, con una conseguente riduzione della capacità di erogazione nei periodi di punta, in condizioni normali sistema non mostra criticità per la copertura della domanda invernale. In caso di eventi estremi che si verifichino verso la fine della stagione, si potrebbero tuttavia generare tensioni.

L'evoluzione negli ultimi mesi dei prezzi gas, con la forte riduzione del differenziale tra quotazioni *forward* sui mesi invernali e *spot*, ha influenzato fortemente il tasso di riempimento degli stoccaggi. Questi, come noto, sono attualmente a un livello molto basso, inferiore al minimo registrato nel 2018 (Figura 1).

FIGURA 1. RIEMPIMENTO MEDIO MENSILE DELLO STOCCAGGIO ITALIANO (Bcm)
Data range Aprile - Marzo

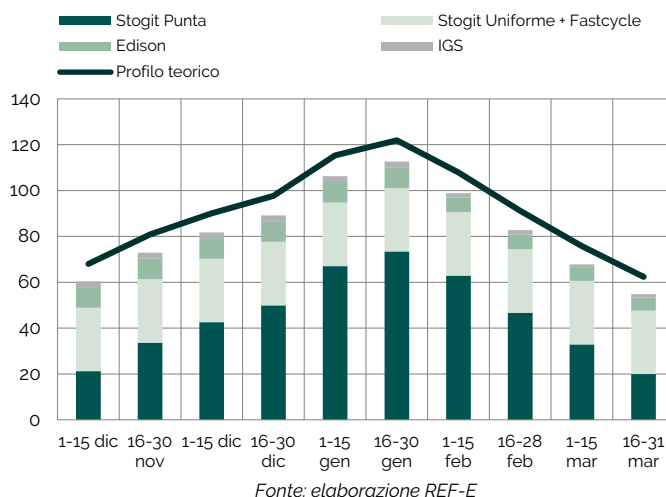


In Italia, è stato conferito il 90% dello spazio offerto dai tre operatori di stoccaggio, Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage, la quota restante, circa 1.2 Gmc, non è stata assegnata. Si tratta di poco più di 9 Mmc/g di erogazione mancante nei periodi di punta. La maggior parte dello spazio non assegnato è relativo allo stoccaggio uniforme (1 Gmc) e la riduzione di capacità è distribuita su tutti i mesi invernali. Il maggiore impatto si avrà quindi verso la fine della stagione di prelievo, quando la capacità di erogazione sarà in media 11% in meno

di quella prevista (Figura 2). Per fronteggiare casi di emergenza nella seconda parte dell'inverno, il ministero, come ogni anno, ha richiesto che Stogit sia in grado di fornire al sistema una punta di erogazione di circa 140 Mmc/g per tre giorni consecutivi all'inizio di febbraio. Tale valore viene poi adeguato fino al 31 marzo in base all'effettiva erogazione.

Ritorna quindi il tema della sicurezza degli approvvigionamenti. L'ARERA ha messo in consultazione (379/2021) le metodologie per determinare la valorizzazione dei costi degli interventi non di mercato previsti dal Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale¹ (Piano di emergenza). Il Piano prevede che, nel caso in cui il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) dichiari l'attivazione dello stato di emergenza per garantire la fornitura del gas necessario a coprire la domanda, possano essere attivate soluzioni non di mercato.

Figura 2. CAPACITÀ DI EROGAZIONE GIORNALIERA INVERNO 21-22 (Mmc/g)



¹ Redatto in conformità alle disposizioni dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

TAG: dispatching, market analysis, natural gas, network regulation, regulation, risk management, storage

Queste soluzioni intervengono sia sull'offerta, cercando di aumentare le iniezioni in rete, sia sulla domanda, limitando i prelievi dalla rete.

I possibili interventi sull'offerta sono:

- il servizio di *peak shaving* offerto dagli stoccaggi di GNL
- l'utilizzo dello stoccaggio strategico
- la richiesta di utilizzo completo da parte degli operatori della capacità di importazione prenotata, imponendo agli importatori una clausola *use it or lose it*
- misure volte ad aumentare l'import attraverso gasdotti che collegano direttamente la rete italiana di trasporto a Stati non appartenenti all'Unione Europea o attraverso terminali di rigassificazione, anche con opzioni contrattuali per consegne differite
- richiesta di attivazione delle misure di cooperazione o solidarietà da parte di altri Stati dell'Unione Europea.

Tra le misure per contenere i prelievi troviamo:

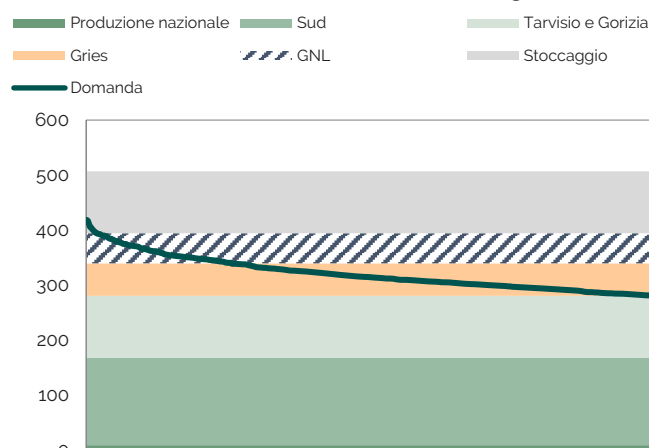
- regole per il dispacciamento dell'energia elettrica che limitino l'uso della produzione a gas di energia non necessaria alla domanda del sistema italiano
- l'attivazione dell'interrompibilità tecnica dei soggetti che utilizzano gas naturale per fini industriali
- la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali
- la definizione di nuove soglie di temperatura e orari per il riscaldamento residenziale.

CAPACITÀ DI TRASPORTO E DOMANDA

Considerando la capacità di trasporto in ogni *entry point*², una disponibilità media di circa 10 Mmc/g della produzione nazionale³ e la massima capacità di erogazione dello stoccaggio, alla punta di domanda invernale il sistema gas italiano ha comunque un margine di oltre il 20% rispetto ai picchi di domanda rilevati negli ultimi 8 inverni (**Figura 3**).

Questo grazie all'avvio del gasdotto TAP.

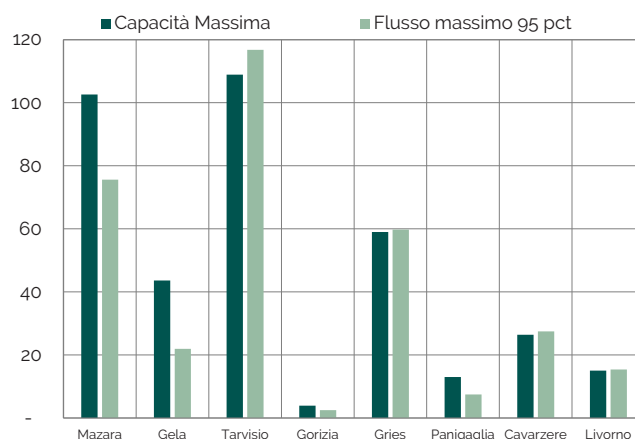
FIGURA 3. CAPACITÀ DI TRASPORTO E DOMANDA DI PICCO INVERNALE (Mmc/g)



Fonte: elaborazione REF-E

Se si considera tuttavia la capacità di utilizzo effettivo delle infrastrutture a disposizione, il sistema non è immune da rischi. Nel 5% dei giorni di maggiore domanda si osserva infatti che la capacità massima a disposizione non è sempre stata utilizzata appieno, in particolare per gli *entry point* di Mazara e Gela dove l'utilizzo massimo è rispettivamente pari al 75% e al 50% della capacità (**Figura 4**).

FIGURA 4. CAPACITÀ DEGLI ENTRY POINTS E FLUSSO MASSIMO DURANTE I PICCHI DI DOMANDA (Mmc/g)



Fonte: elaborazione REF-E

A questo vanno aggiunte le manutenzioni del TENP che riducono di fatto la capacità di import a passo Gries

Un evento come il *Burian* del 2018, quando si sono avute giornate estremamente fredde a cavallo tra febbraio e marzo, metterebbe il sistema italiano in

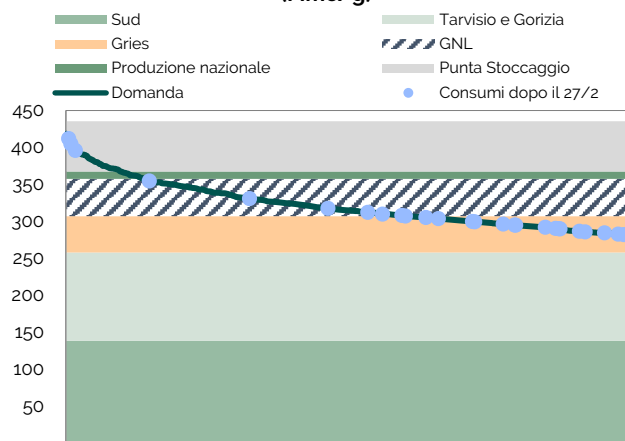
² https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Capacita/informazioni/capacita-trasporto/Capacita_trasporto/01_Entрата_uscita/01a/01a_Elenco.html

³ Dato medio della produzione nazionale nell'inverno 2020-2021.

allerta. La capacità effettiva a disposizione è infatti di poco superiore ai valori registrati in quei giorni e il margine in questa eventualità si ridurrebbe al 5% (**Figura 5**). Un altro fattore di rischio deriva dalla domanda termoelettrica. I più recenti picchi invernali di consumo degli impianti a gas si sono registrati nel 2019 e nel 2020, per il forte *switch* tra gas e carbone, e nel gennaio 2017 a causa del ridotto apporto del nucleare in Francia. Il recente forte aumento del prezzo del gas ne riduce tuttavia la competitività rispetto al carbone nel breve termine e la disponibilità del parco nucleare francese è prevista a livelli medi per il periodo invernale, per cui la pressione sulla domanda da parte dei consumi termoelettrici dovrebbe essere limitata.

Il sistema italiano dovrebbe quindi poter coprire la domanda di picco invernale nonostante il minor gas iniettato dagli operatori negli stoccaggi. In caso di eventi climatici eccezionali, il maggiore rischio di

FIGURA 5. CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL MESE DI MARZO E DOMANDA DI PICCO INVERNALE (Mmc/g)



Fonte: elaborazione REF-E

tensioni riguarda la fine dell'inverno, quando il forte peso della minor capacità di erogazione potrebbe rendere necessario il ricorso a misure non di mercato per fronteggiare l'emergenza.

04



GARE GAS

Monitoraggio gare gas

CERTIFICATI BIANCHI

- Nella sessione di ottobre il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME mostra un andamento in linea con quello registrato nel mese precedente con una diminuzione trascurabile, pari a circa -0.4%. Nel mese di settembre, il prezzo medio delle transazioni bilaterali è stato del 8% superiore al mese di agosto.
- Per quanto riguarda le quantità, nel mese di ottobre c'è stato un aumento dei TEE scambiati sulla piattaforma del GME pari al +17%. Nella sessione di settembre le transazioni bilaterali sono cresciute in modo significativo, raggiungendo un +261% rispetto al mese di agosto.

FIGURA 1. PREZZO DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)

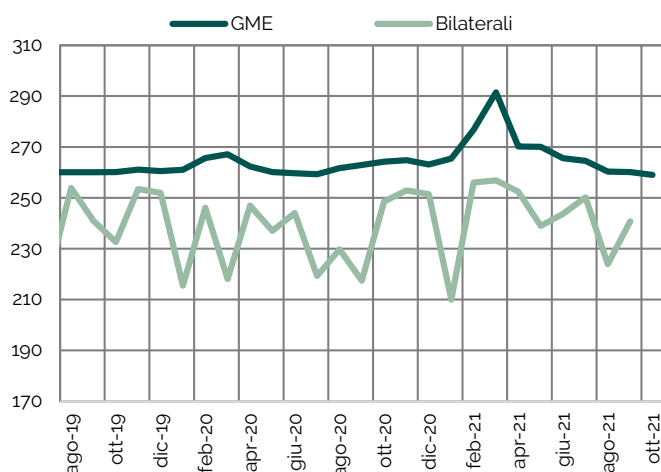
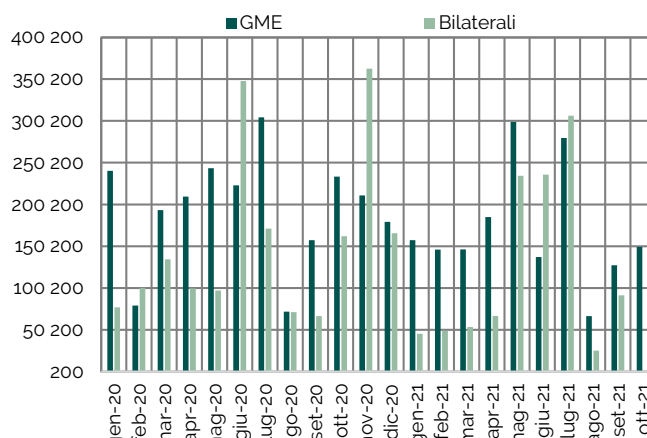


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (in nr. di TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

BANDI DI GARA

- Il Comune di Lovere, in qualità di stazione appaltante, ha stabilito di sospendere le gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **BERGAMO 2**, in attesa del parere dell'ARERA circa la verifica degli scostamenti VIR/RAB. Il termine per la presentazione delle offerte era fissato al 29 ottobre. L'ATEM comprende circa 64 mila PDR distribuiti in 55 Comuni. Gli operatori con una quota maggiore di mercato, in termini di PDR gestiti, sono Unareti (gruppo A2A) (48%), Erogasmet (22%) e Edigas Esercizio Distribuzione Gas (20%).
- Il termine per la presentazione delle domande di partecipazione al bando di gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **LA SPEZIA** è stato posticipato dal 15 ottobre 2021 al 30 novembre 2021. L'ATEM comprende circa 111 mila PDR distribuiti in 30 Comuni. L'operatore uscente, nonché l'unico presente nell'ATEM, è Italgas.
- Per quanto riguarda l'altra gara in scadenza, la manifestazione d'interesse per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **MONZA E BRIANZA 1**, fissata al 28 ottobre 2021, è stata posticipata al 28 ottobre 2022. La gara d'ambito prevede l'assegnazione di circa 122 mila PDR distribuiti in 21 comuni. I principali operatori uscenti sono Lareti (gruppo A2A), Italgas e 2i Rete Gas che detengono rispettivamente il 47%, 29% e 12% del mercato (in termini di PDR)

REGOLAZIONE

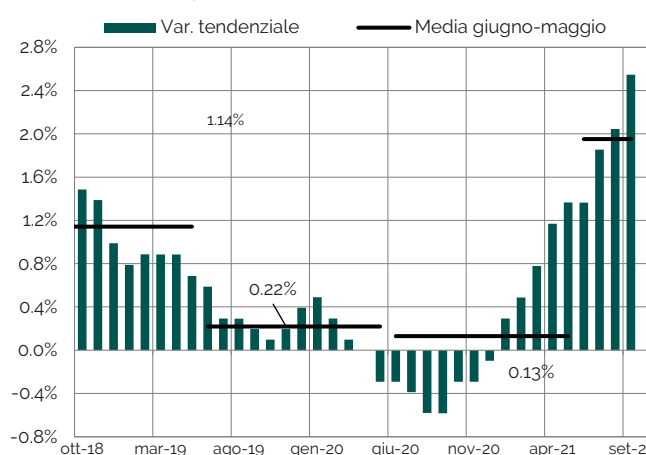
- Con la delibera [413/2021/R/GAS](#) l'ARERA ha approvato l'ammontare dei costi relativi ai sistemi di telelettura, telegestione e dei concentratori, da riconoscere in tariffa alle imprese distributrici di gas naturale per l'anno 2019, nei limiti di 4,74 €/Pdr (così come definito dalla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas - RTDG - 2014-2019). Con l'obiettivo di sostenere ed incentivare l'introduzione di nuovi meccanismi di misura tecnologicamente più evoluti, l'ARERA ha infatti ritenuto opportuno (Delibera [537/2019/R/GAS](#)) riconoscere tali costi, che devono essere preventivamente comunicati in specifiche istanze (TEL o CON) da inviare all'Autorità, a patto che non siano coperti da altre componenti tariffarie e non siano capitalizzabili o capitalizzabili. Nello specifico, con la delibera 413/2021, pubblicata lo scorso 8 ottobre, l'ARERA approva i costi operativi relativi ai sistemi di telelettura, telegestione e ai concentratori per l'anno 2019 (nei limiti del tetto massimo previsto), comunicati tramite le specifiche istanze, delle imprese che redigono bilanci coincidenti con l'anno civile. Per tutte quelle imprese che non hanno preventivamente presentato istanze TEL o CON, l'ARERA prevede di riconoscere un costo operativo convenzionale pari a 0,06 €/Pdr per i punti di riconsegna medi annui serviti.

La Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) dovrà poi determinare entro il 30 novembre 2021 il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati (applicando il tetto). Entro il 31 dicembre 2021 la Cassa regolerà gli eventuali importi a conguaglio, da compensare tramite il conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas.

- Con la consultazione [415/2021/R/GAS](#) l'ARERAa, intende confermare, per il periodo 2014-2016, l'adozione di un tasso di produttività (*X-factor*), che permette alle imprese distributrici di gas naturale il riconoscimento in tariffa dei costi operativi sostenuti, costante nel tempo. Si tratta di un sistema *price-cap* in cui, partendo da un costo iniziale, viene definito un livello obiettivo di costo che l'ARERA riconoscerà agli operatori. La

differenza percentuale tra i due livelli di costo sarà applicata in maniera costante per tutti gli anni del periodo regolatorio. La logica della regolazione è quella di ridurre i costi a beneficio dei clienti finali mediante un incentivo fornito alle imprese per il miglioramento della propria efficienza. Tale meccanismo, che prevede un tasso di riduzione annuale costante differenziato a seconda della dimensione dell'impresa distributtrice (2,5% fino a 50 mila PDR, 2,5 % da 50 mila a 300 mila PDR e 1,7% per le imprese distributtrici oltre i 300 mila PDR), era stato approvato dall'Autorità con la delibera [573/2013/R/gas](#) per il periodo regolatorio 2014-2019. La scelta di applicare un tasso di operatività fisso e non decrescente era stato oggetto di impugnazione, da parte di un'impresa distributtrice, dinnanzi al TAR Lombardia che aveva

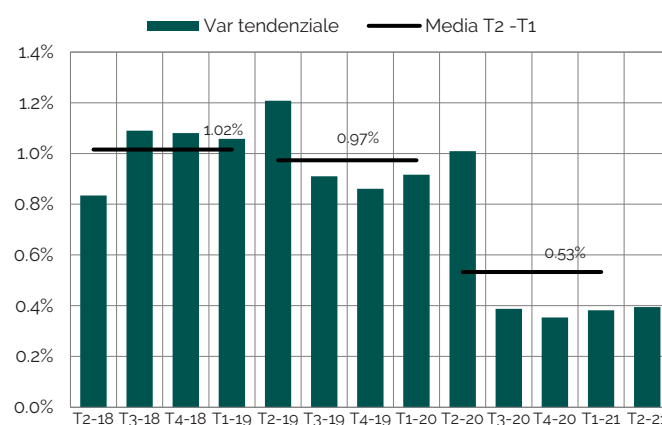
FIGURA 3. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: ottobre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Ottobre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

accolto il ricorso, confermato anche dal Consiglio di Stato, per la mancanza di un'adeguata attività istruttoria da parte dell'ARERA.

La consultazione 415/2021, ottemperando alla sentenza del Consiglio di Stato 341/2021, propone di confermare l'adozione di un tasso di recupero di produttività costante ritenendo che

un tale meccanismo, a parità di altre condizioni e di una riduzione dei costi unitari delle imprese distributrici decrescenti negli anni, consenta di ottenere dei benefici, derivanti dalle efficienze conseguite, maggiori rispetto a un tasso di recupero decrescente.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Gestori uscenti	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	Italgas (100%)	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		Italgas (4%), 2i Rete Gas (0.2%), Unareti (95%)	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
5	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	Italgas (100%)	2i Rete Gas
6	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	AcegasApsAmga (93%), 2i Rete Gas (2%), Serenissima Gas (5%)	AcegasApsAmga (Hera)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	30/11/2021	BASSO
2	GENOVA 2	270/2021/R/Gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	31/03/2022	MEDIO
3	RIMINI	572/2020/R/Gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/04/2022	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2021	ALTO
2	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
3	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	ALTO
4	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/06/2022	ALTO
5	MILANO 4	NO		30/12/2019	30/06/2022	MEDIO
6	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/06/2022	MEDIO
7	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2022	ALTO
8	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2022	ALTO
9	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2022	MEDIO
10	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2022	MEDIO
11	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	SOSPESA	ALTO
12	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
13	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	ALTO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO
5	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/GAS	22/12/2020	29/01/2021	ALTO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Nr. COMUNI VIR/RAB >10%	% RAB VIR/RAB >10%	Grado di competitività
1	ANCONA	in corso	76/2021/R/gas	27	60%	MEDIO
2	CATANZARO-CROTONE	in corso				MEDIO
3	COMO 3	in corso	108/2021/R/gas	17	20%	BASSO
4	CUNEO 1	in corso	571/2020/R/gas	45	93%	BASSO
5	FIRENZE 1	in corso				BASSO
6	FORLI-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	3	18%	BASSO
7	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	7	3%	BASSO
9	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	6	17%	MEDIO
10	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	23	84%	MEDIO
11	MODENA 2	in corso				BASSO
12	PORDENONE	in corso	504/2020/R/gas	20	34%	BASSO
13	ROMA 1	650/2015/R/gas				BASSO
14	ROMA 2	in corso	502/2020/R/gas	6	21%	BASSO
15	ROMA 4	in corso	503/2020/R/gas	13	49%	BASSO
16	TORINO 5	in corso				BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
2	BIELLA	NO	485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
3	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	Sospesa	BASSO
4	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	MEDIO
5	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
8	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	Annullata	BASSO
9	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO

Dati aggiornati al 26/10/2021

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Anselmo Besuschio, Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Jordi Donà, Elena Ferri, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Giuseppe Maggiulli, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Saraceno Pia, Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

Editore

REF-E Srl

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 43441022

Fax +39 02 43441027

E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, AXPO ITALIA SPA, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA TRADING SRL, DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA, ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SR INVESTIMENTI, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale. Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso. REF-E e/o gli autori della presente pubblicazione non rilasciano alcuna dichiarazione in merito all'esattezza e all'eshaustività dei contenuti ivi riportati e, pertanto, non assumono alcuna responsabilità derivante dall'utilizzo da parte dei lettori del materiale e/o delle informazioni in essa contenute. Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

www.ref-e.com - info@ref-e.com

REF-E Srl u.s.
Società diretta e coordinata da Cerved Group S.p.A.

via Vincenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967