

NEWSLETTER



n. 265 Maggio 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

Il rischio di credito delle imprese della filiera energia: impatto del conflitto Russia-Ucraina
a cura di *Centrale dei Bilanci – Cerved Group SpA*

pag. 4

Il nuovo quadro geopolitico peggiora le aspettative di rischio di credito delle imprese della filiera energia, nonostante il superamento dello stato di emergenza e l'impatto positivo del PNRR. Le utility, strutturalmente meno rischiose della totalità delle imprese nazionali, subiscono un impatto negativo e registrano un peggioramento della valutazione del rischio di credito, a causa dello shock dei prezzi delle materie prime energetiche e della potenziale interruzione delle forniture russe di gas.

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

pag. 8

Si moltiplicano le misure a sostegno di imprese e consumatori, procedono anche le riforme necessarie ad accelerare lo sviluppo delle rinnovabili e a promuovere l'efficienza. Massiccio l'impianto regolatorio del piano RePowerEU in discussione al Parlamento Europeo il 30-31 maggio che, allacciandosi a REDII e PNRR, ne amplia la portata.

02

MERCATO GAS NATURALE

L'effetto dei provvedimenti sul riempimento degli stoccaggi italiani

pag. 12

Il riempimento degli stoccaggi procede in maniera abbastanza sostenuta in Europa mentre in Italia le iniezioni vanno a rilento. I contratti a due vie previsti a fine aprile da ARERA non hanno dato, per il momento, una particolare spinta al conferimento di capacità, ma nelle ultime settimane i segnali di mercato potrebbero aiutare ad aumentare le iniezioni.

Aumento della domanda europea di GNL: l'evoluzione delle FSRU

pag. 15

Le FSRU sono al centro delle politiche per la diversificazione degli approvvigionamenti: almeno 11 navi risultavano non utilizzate a fine 2021, molte tuttavia sono state contrattualizzate. Per l'Italia, che ha previsto un fast-track autorizzativo pensato proprio per le FSRU, SNAM ha acquistato il primo rigassificatore, Golar Tundra di Golar Lng.

03

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Le comunità energetiche rinnovabili

pag. 19

Estensione del perimetro alla cabina primaria, aumento della taglia degli impianti ammissibili e inclusione di nuove categorie tra i possibili partecipanti: anche le comunità energetiche nelle riforme recenti.

04

Monitoraggio GARE GAS

Approvate le tariffe definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021 e quelle provvisorie per il 2022, attese in diminuzione. Stima del capitale investito netto per entrambi i servizi in aumento a seguito della riduzione del WACC. Rinviate le scadenze dei bandi Rimini e Biella, Napoli assegnato a 2i Rete Gas.

pag. 23

05

Monitoraggio IDROGENO

pag. 28

Il REPowerEU conta sulle importazioni per aumentare i consumi rispetto ai piani precedenti, rilassando solo in parte i criteri per la classificazione dell'idrogeno verde, consentendo i PPA. Circa un miliardo di euro di fondi PNRR sarà sbloccato entro la fine dell'anno. Monitoriamo 30 Hydrogen Valleys e 170 progetti pilota.



01

IMPRESA E

ISTITUZIONI

Il rischio di credito delle imprese della filiera energia: impatto del conflitto Russia-Ucraina

(a cura di Centrale dei Bilanci - Cerved Group Spa)

Il nuovo quadro geopolitico peggiora le aspettative di rischio di credito delle imprese della filiera energia, nonostante il superamento dello stato di emergenza e l'impatto positivo del PNRR. Le utility, strutturalmente meno rischiose della totalità delle imprese nazionali, subiscono un impatto negativo e registrano un peggioramento della valutazione del rischio di credito, a causa dello shock dei prezzi delle materie prime energetiche e della potenziale interruzione delle forniture russe di gas.

NUOVI SCENARI PER I SETTORI DELL'ECONOMIA ITALIANA

Il conflitto Russia-Ucraina, scoppiato alla fine di febbraio del 2022, ha modificato sostanzialmente il quadro di ripresa dell'economia italiana che si era delineato nel 2021, grazie all'efficacia dei vaccini che hanno significativamente contenuto gli effetti più gravi delle diverse varianti del virus Covid-19, ma soprattutto grazie agli incentivi a sostegno dell'economia promossi dalle autorità europee e nazionali.

Dalla primavera 2022, le nuove previsioni dei principali istituti di ricerca nazionali e internazionali registrano variabili macro in deciso peggioramento e un'inflazione, già alta alla fine del 2021, che mostra un'ulteriore impennata.

Le conseguenze delle tensioni geopolitiche si stanno, infatti, trasmettendo alla nostra economia attraverso una serie di effetti diretti e indiretti. Il generale clima di incertezza, la forte volatilità dei mercati, le sanzioni e il peggioramento del clima di *business* stanno rallentando le principali variabili macroeconomiche. L'impatto delle restrizioni sull'import (acciaio, legno, cuoio, grano, olio di semi, fertilizzanti) e sull'export (abbigliamento, calzature, arredo casa) dei settori più esposti verso le aree in guerra è accompagnato da problemi di approvvigionamento nelle catene di fornitura di alcune importanti filiere, come ad esempio quella chimica, automotive, mobili, carta, vetro, e dai rincari delle materie prime amplificati dallo shock sui mercati del gas e dei combustibili fossili.

La tendenza alla stabilizzazione dei prezzi emersa alla fine del 2021 e nei primi due mesi del 2022 è stata interrotta dal conflitto, che ha determinato un'ulteriore fase rialzista, in particolare per le quotazioni delle fonti energetiche fossili, in

considerazione del ruolo delle due nazioni nelle forniture globali di gas naturale e di petrolio.

L'incremento dei prezzi delle singole *commodity* risulta non generalizzato e genera impatti differenti a livello settoriale, sia sulla dinamica dei prezzi che su fatturato e margini, a seconda, in primo luogo, dell'esposizione di ogni settore verso le materie prime che hanno registrato gli aumenti più significativi e, in secondo luogo, della capacità delle imprese di trasferire gli aumenti di costo sui prezzi di vendita.

Di conseguenza, l'impatto del conflitto genera ripercussioni sul rischio di credito del sistema delle imprese italiane e su alcuni settori più critici. Grazie a un indicatore sintetico, il CGS Impact, Cerved è in grado di misurare il peggioramento in termini di solvibilità del sistema delle imprese italiane, in conseguenza agli effetti diretti e indiretti del conflitto.

IL CGS FORWARD LOOKING

Cerved fornisce una valutazione sintetica di solvibilità per tutte le imprese italiane, definito CGS (Cerved Group Score). Il CGS è costituito da una componente strutturale, che prende in considerazione i dati economico-finanziari dell'impresa e che fornisce una misura della solidità, redditività e capacità dell'impresa di ripagare i debiti, a cui si associa una componente comportamentale, che prende in considerazione le abitudini di pagamento dell'impresa, grazie alla banca dati proprietaria Payline, e una serie di eventi negativi, quali protesti, pregiudizievoli e procedure, registrati presso i Tribunali e le Camere di Commercio nazionali.

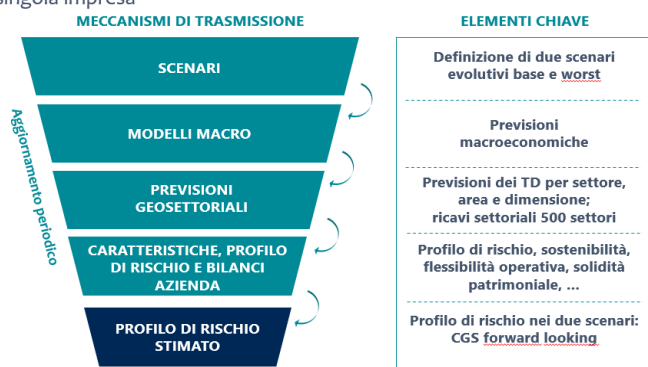
Nel 2020, con lo scoppio della pandemia Covid-19, si è reso necessario adeguare gli strumenti per la valutazione del merito di credito in un'ottica *forward looking*, in modo da tenere conto del potenziale impatto di eventi dirompenti come l'emergenza sanitaria o come, attualmente, il conflitto Russia-

Ucraina, sul contesto economico in cui le imprese operano.

Il CGS Impact nasce per stimare e anticipare con metodologie statistiche l'impatto atteso dei fenomeni sul profilo di rischio delle imprese: partendo dalla definizione di due scenari alternativi, uno considerato più probabile (BASE) e uno peggiorativo (WORST), combina fattori di contesto con elementi specifici legati alla singola azienda e permette di elaborare una valutazione del merito creditizio su di un orizzonte più ampio, che tiene conto del contesto economico prospettico che l'impresa dovrà fronteggiare.

Il modello di costruzione del CGS forward looking

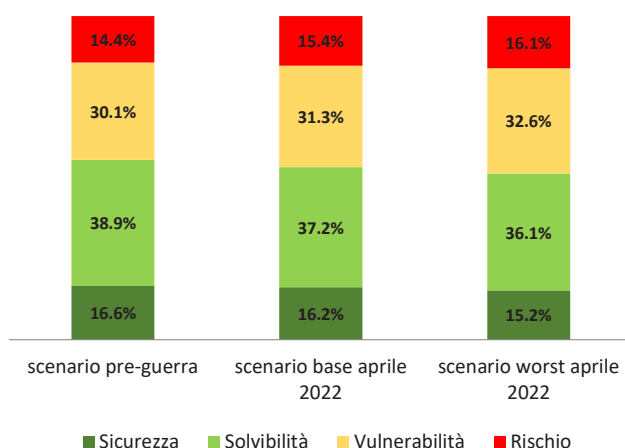
Utilizza dati, modelli statistici ed econometrici, previsioni settoriali e score proprietari Cerved per valutare il profilo di rischio prospettico della singola impresa



L'EFFETTO DEL CONFLITTO SUL TOTALE DELLE IMPRESE ITALIANE

Prendendo in considerazione la totalità delle società di capitale italiane (619 mila imprese), il confronto (Figura 1) tra il CGS Impact elaborato da Cerved alla fine del 2021 e quello elaborato ad aprile 2022, sulla base degli scenari che tengono conto del conflitto e

FIGURA 1. DISTRIBUZIONE % DEL CGS IMPACT PER AREA DI RISCHIO DEL TOTALE DELLE SOCIETÀ DI CAPITALE ITALIANE



Elaborazioni Cerved Group

degli ulteriori rincari delle materie prime energetiche e dello *shortage* di alcune *commodity*, si rileva un peggioramento complessivo del rischio di credito.

Le imprese che si trovano in area di Rischio passano dal 14.4%, prima del conflitto, al 15.4% dopo lo scoppio del conflitto nello scenario Base e al 16.1% nello scenario Worst, così come quelle in area di Vulnerabilità passano dal 30.1% pre-conflitto al 31.3% nello scenario Base e addirittura al 32.6% nello scenario Worst. Specularmente si riducono le imprese in area di Sicurezza.

LE IMPRESE DELLA FILIERA ENERGIA

Le imprese della filiera Energia sono strutturalmente meno rischiose della totalità delle imprese italiane. Tuttavia, in questo scenario completamente mutato, sono particolarmente esposte all'aumento dei prezzi delle *commodity* energetiche e al rischio della possibile interruzione di forniture di gas dalla Russia. Nella filiera Energia sono presenti 6.300 società di capitali (7.140 se contiamo anche le società di persone e ditte individuali), di cui l'83% appartengono al settore Produzione di Energia Elettrica e il 10% alla Vendita di Energia Elettrica (1% Distribuzione di Energia Elettrica, 3% Distribuzione di Gas e 4% Vendita Di Gas).

Nella Produzione di Energia Elettrica troviamo poche imprese di grandi dimensioni, alcune decine di imprese medio-grandi e medie e una pluralità di piccoli operatori che producono energia prevalentemente per l'autoconsumo. La maggior parte della produzione (poco meno del 60%) viene realizzata attraverso impianti termoelettrici. La produzione da fonti convenzionali si è progressivamente ridotta a favore della produzione da fonti rinnovabili.

In generale, l'andamento dei prezzi sul mercato elettrico è condizionato dai prezzi delle materie prime energetiche, gas e petrolio. Il gas naturale è la principale materia prima degli impianti convenzionali e nei contratti di approvvigionamento a lungo termine il suo prezzo può essere indicizzato, almeno in parte, a quello di mercato.

Nella Vendita di Energia Elettrica i principali operatori del settore sono integrati a monte con la produzione, strategia che favorisce nel lungo termine approvvigionamenti costanti e una miglior gestione del rischio di prezzo sulla Borsa elettrica. Trattandosi di un'attività a basso margine unitario, le variabili che determinano la redditività dell'impresa sono principalmente la dimensione e la gestione dei rischi

legati all'approvvigionamento. Lo stesso vale per il settore della Vendita di Gas, nel quale operano grossisti puri, venditori puri e operatori misti, per i quali i margini possono essere molto ridotti e la variabile chiave sono i volumi scambiati.

Infine, le imprese della Distribuzione Locale di Energia Elettrica e della Distribuzione Locale di Gas operano in monopolio locale, sulla base di concessioni. Data la natura di monopolio naturale, i margini degli operatori dipendono essenzialmente dalla regolamentazione del settore, che stabilisce le tariffe e le modalità di remunerazione degli investimenti.

All'interno della filiera dell'Energia, dunque, l'attività delle aziende è profondamente condizionata dall'andamento delle quotazioni degli idrocarburi.

La situazione, tuttavia, è molto differenziata a seconda del settore e a seconda della tipologia di attività. In particolare, per i distributori le tariffe, stabilite dall'Autorità, sono totalmente indipendenti dall'andamento dei prezzi della materia prima, mentre negli altri settori gli andamenti dei prezzi sono condizionati dalla durata dei contratti di fornitura e dalle clausole di revisione, dalle modalità di misure di copertura e di indicizzazione, dal segmento di vendita (domestico o business), e dalla possibilità di ribaltare a valle in tutto o in parte gli aumenti di costo della materia prima.

LA DISTRIBUZIONE DEL CGS IMPACT PER AREA DI RISCHIO

Le imprese della filiera Energia, se messe a confronto con il totale delle società di capitale italiane (619.000), nel complesso appaiono strutturalmente con un rischio di credito minore (**Figura 2**).

Analizzando, infatti, il CGS Impact elaborato da Cerved nell'aprile 2022, gli operatori della filiera Energia, rispetto al totale delle società di capitali, riportano, nel complesso, una quota minore di imprese sia nell'area di Rischio (10% rispetto a 15%) che di Vulnerabilità (29% rispetto a 31%). La distribuzione, tuttavia, mostra valori significativamente diversi all'interno dei settori della filiera.

La Produzione di Energia Elettrica e la Vendita di Energia Elettrica riportano i valori più elevati di imprese nell'area di Rischio e specularmente la quota più bassa nell'area di Sicurezza. La Vendita di Gas, che conta il 4% delle imprese della Filiera, registra l'80% delle imprese nell'area della Sicurezza e Solvibilità, e solo il 6% di imprese nell'area di Rischio.

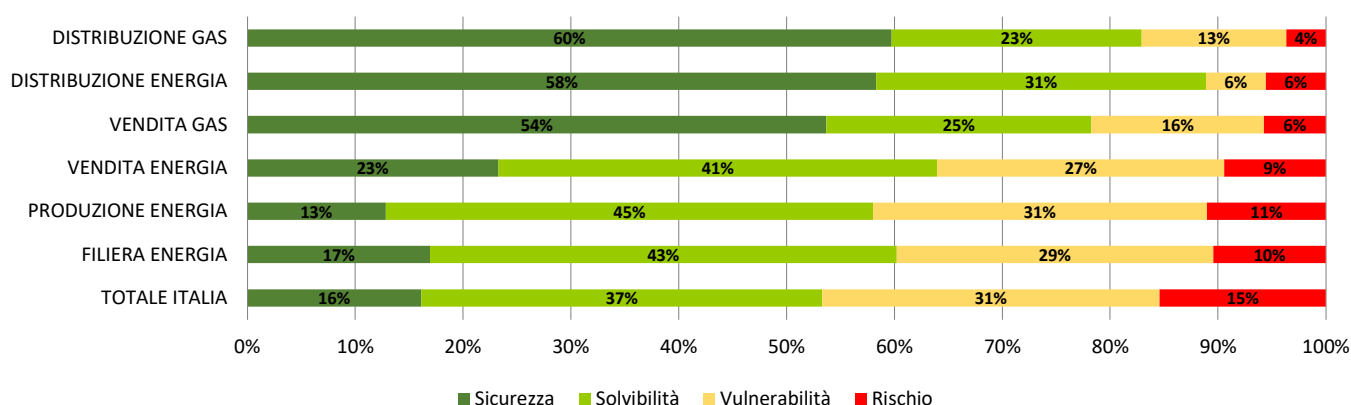
I settori della Distribuzione di Energia Elettrica e Distribuzione Locale di Gas, data la tipologia di attività, mostrano una quota molto bassa di imprese in area di Rischio (6% e 4% rispettivamente) e una quota estremamente elevata di imprese in area di Sicurezza (58% e 60%).

GLI EFFETTI DEL CONFLITTO SULLE IMPRESE DELLA FILIERA ENERGIA

Grazie alla stima delle CGS Impact elaborato da Cerved, che incorpora le previsioni settoriali nei due scenari (Base e Worst), è possibile valutare, in ottica *forward looking*, l'impatto del conflitto Russia-Ucraina e del conseguente shock sulle materie prime energetiche sulla Filiera Energia.

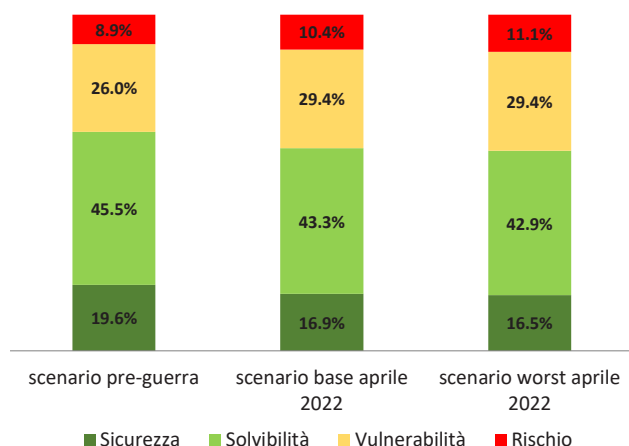
Confrontando le stime di Cerved elaborate prima del conflitto con le previsioni realizzate nell'aprile 2022 (**Figura 3**), notiamo un peggioramento del profilo di rischio delle imprese della Filiera Energia.

FIGURA 2. DISTRIBUZIONE % PER AREA DI RISCHIO DELLE SOCIETÀ DI CAPITALI DELLA FILIERA ENERGIA A CONFRONTO CON IL TOTALE DELLE IMPRESE ITALIANE
CGS Impact per area di rischio aprile 2022 scenario base
(distribuzione % società di capitali)



Elaborazioni Cerved Group

FIGURA 3. DISTRIBUZIONE % PER AREA DI RISCHIO IMPRESE DELLA FILIERA ENERGIA



Elaborazioni Cerved Group

In particolare, la quota di imprese in area di Rischio passa dal 8.9% pre-conflitto al 10.4% nello scenario Base di aprile 2022 e all'11% nello scenario Worst. Anche le imprese in area di Vulnerabilità, che rappresentavano il 26% nelle stime pre-guerra, crescono al 29,4% sia nello scenario Base che in quello Worst. Specularmente le imprese in area di Sicurezza erano quasi il 20% nelle stime elaborate alla fine del 2021 e si riducono nelle elaborazioni realizzate dopo lo scoppio del conflitto al 17% nello scenario Base e al 16,5% in quello Worst. Tutti i settori all'interno della Filiera, sia quelli dell'Energia sia quelli del Gas, riportano un peggioramento nel merito creditizio.

L'impatto dell'incremento dei prezzi delle *commodity* energetiche, naturalmente, è molto differenziato a seconda della tipologia di attività di ogni impresa, delle modalità di misure di copertura, della durata dei contratti di fornitura o di vendita delle diverse aziende.

Nel settore della Produzione di Energia Elettrica, ad esempio, sebbene le *utility* con un elevato grado di produzione alternativa a quella termoelettrica possano trarre vantaggio da prezzi dell'elettricità più elevati, è probabile che ciò venga almeno in parte mitigato dall'intervento delle autorità per attutire l'impatto dei prezzi più elevati sulle famiglie.

Anche se per alcuni operatori l'aumento dei prezzi dell'energia può migliorare i conti aziendali, così come per altri soggetti può avere un effetto neutrale, dal momento che è possibile trasferire a valle gli aumenti dei costi degli input senza che questo modifichi il profilo di rischio dell'impresa, per un discreto numero di imprese l'incremento degli input si trasferisce solo in parte sui prezzi di vendita e ciò impatta negativamente la redditività e di conseguenza la solidità finanziaria e la capacità di sostenere l'indebitamento delle imprese.

Le difficoltà di tipo finanziario in alcuni dei settori della Filiera, inoltre, possono aumentare il rischio di ritardi nei pagamenti e di mancati pagamenti, in particolare nei settori della vendita di gas ed energia e nel settore della produzione di energia.

L'effetto del conflitto sarebbe estremamente amplificato, infine, qualora venisse interrotto l'approvvigionamento di gas dalla Russia. Le *utility* italiane sono tra le più esposte agli effetti del conflitto data la loro significativa dipendenza, diretta o indiretta, dal gas russo.

Mentre la maggior parte delle *utility* ha un'esposizione diretta limitata al gas russo in termini di approvvigionamento di gas, le esposizioni indirette sono sostanzialmente più elevate e difficili da misurare poiché le controparti di approvvigionamento di gas possono fare affidamento sul gas russo per adempiere ai propri obblighi contrattuali.

Gli impatti del nuovo scenario geopolitico e dell'impennata dei prezzi delle materie prime energetiche sulle imprese dell'Energia e del Gas sono particolarmente significativi, data la loro maggiore esposizione a tali fattori. Tuttavia, nonostante si riscontri un impatto negativo, le stime di Cerved confermano che le *utility* posseggono una solidità e una capacità di sostenere l'indebitamento superiore alla media delle società di capitali italiane.

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

Si moltiplicano le misure a sostegno di imprese e consumatori, procedono anche le riforme necessarie ad accelerare lo sviluppo delle rinnovabili e a promuovere l'efficienza. Massiccio l'impianto regolatorio del piano RePowerEU in discussione al Parlamento Europeo il 30-31 maggio che, allacciandosi a REDII e PNRR, ne amplia la portata.

Il perdurare del conflitto e i conseguenti impatti sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sui prezzi comportano il continuo susseguirsi di provvedimenti legislativi. Riassumiamo i principali aggiornamenti che riguardano il settore energetico per il mese di maggio.

LEGGE 51/2022 (DECRETO UCRAINA) E DL 50/2022 (DECRETO AIUTI)

Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina e per ridurre la dipendenza dai combustibili di provenienza russa attraverso: risparmio energetico, diversificazione degli approvvigionamenti, accelerazione della transizione energetica

La [legge 51/2022](#) di conversione approvata in via definitiva alla Camera del DL Ucraina (misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina) accoglie le modifiche apportate dal Senato, mentre con il [DL 50/2022](#) (DL Aiuti, misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese, attrazione degli investimenti e in materia di politiche sociali e di crisi ucraina) si aggiungono misure contro il caro energia e il caro carburanti, per diminuire la dipendenza dalle importazioni e per accelerare la diffusione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

SOSTEGNO AL TRASPORTO STRADALE

- Autotrasportatori che utilizzano gasolio: credito di imposta del 28% sugli acquisti del 1Q-21.
- In sede di conversione del DL 21/22 che aveva previsto la rideterminazione delle accise per il gasolio dal 3 maggio all'8 luglio, è stata prevista anche la riduzione dell'IVA al 5% per il GNL per autotrazione.

TAGLIA PROFITTI

- Il contributo straordinario dovuto dalle imprese energetiche previsto dal DL 21/22 ([Newsletter 263](#)) è stato incrementato dal 10% al 25%.

SICUREZZA DELL'OFFERTA

- Consentito il pieno utilizzo della capacità tecnica installata di produzione di energia elettrica da biogas proveniente da impianti già in esercizio, con la possibilità di utilizzo della capacità produttiva fino al 20% oltre la capacità nominale degli impianti previa modifica del contratto di connessione alla rete, ma senza che sia assoggettata a ulteriori permessi.
- Temporanea autorizzazione (per 12 mesi) all'esercizio di depositi fiscali di prodotti energetici per i depositi commerciali di gas di petrolio liquefatti di capacità inferiore a 400 Mc e per i depositi commerciali di altri prodotti energetici di capacità inferiore a 10.000 Mc, in deroga alle condizioni imposte dal DL 504/1995 che restringono tale possibilità ai soli depositi che operano in regime di esenzione o agevolazione sulle accise o che siano propaggini di altri depositi fiscali.
- Spinta dal DL Aiuti anche allo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione mediante unità galleggianti (vedi [articolo a pag 15](#)).

SOSTEGNO AI CLIENTI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

Consumatori vulnerabili

- Con la conversione in legge del DL Ucraina viene incrementato il valore della soglia ISEE per l'accesso ai bonus sociali per elettricità e gas e disposizioni straordinarie sulle rateizzazioni prorogate fino al 30 giugno 2022, mentre per il terzo trimestre di quest'anno interviene il DL Aiuti che predispone che le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti svantaggiati vengano rideterminate dall'ARERA con delibera da adottare entro il 30 giugno.

Imprese

- Aumento del credito d'imposta a favore delle imprese energivore che hanno subito un aumento dei costi dell'energia elettrica del 30% rispetto

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO: AGGIORNAMENTO MAGGIO 2022

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	RECEPIMENTO	ATTUAZIONE
DL 4/2022	27/01/2022	Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico (Sostegni-Ter)	- Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas per il Q1-22 - Taglia profitti per rinnovabili, prima versione	Legge 25/2022	Delibera ARERA 35/2022 su oneri Q1
DL 13/2022	25/02/2022	Misure urgenti per il contrasto alle frodi e per la sicurezza nei luoghi di lavoro in materia edilizia, nonché sull'elettricità prodotta da impianti da fonti rinnovabili (Taglia profitti)	- Taglia profitti per rinnovabili, seconda versione		Attesa Delibera ARERA su taglia profitti
DL 14/2022	25/02/2022	Disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina. (DL Ucraina)	Misure preventive necessarie alla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale: programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione a carbone e olio combustibile	Legge 28/2022	
DL 16/2022	28/02/2022	Ulteriori misure urgenti per la crisi in Ucraina (Sicurezza del sistema nazionale del gas naturale - Riattivazione Carbone)	- Sicurezza dell'Offerta: poteri speciali MiTE		
DL 17/2022	01/03/2022	Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali (Decreto energia e bollette)	- Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas per il Q2-22 - Sostegno al trasporto stradale di GNL - Semplificazioni autorizzazioni rinnovabili - Efficienza energetica: Sud e pompe di calore - Sicurezza dell'Offerta: contratti <i>long term</i> per nuovi giacimenti gas, incentivi per riempimento stoccaggi	Legge 34/2022	- DM 14/3/22 e 1/4/22: regole aste stoccaggio per il periodo 22-23 - Delibera ARERA 97/22: riduzione corrispettivi trasporto e stoccaggio - Delibera ARERA 165/22 e 189/22: regole conferimento stoccaggio - Delibera ARERA 190/22: regole conferimento capacità di rigassificazione
DL 21/2022	21/03/2022	Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina (Decreto Ucraina)	- Sostegno al trasporto stradale: rideterminazione accisa per benzina e gasolio e IVA al 5% per GNL - Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas: incremento supporto e rateizzazione bollette - Controllo dei prezzi: rafforzati poteri e personale Garante dei Prezzi e ARERA - autorizzazione incremento produzione energia elettrica da biogas - taglia profitti: contributo solidaristico del 25% sull'incremento del saldo tra operazioni attive e passive nel periodo ottobre aprile	Legge 51/2022	Delibera ARERA 143/22 e Determina ARERA 4/22 Modalità di raccolta delle informazioni di cui all'articolo 7 del decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21 - MEMORIA ARERA PER L'AUDIZIONE IN MERITO AL DISEGNO DI LEGGE DI CONVERSIONE DEL DECRETO-LEGGE 21 MARZO + Parere Autorità Concorrenza in audizione al Senato 2022, N. 21
DL 50/2022	17/05/2022	Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina. (Decreto aiuti)	- ridefinizione bonus sociale energia elettrica e gas - aumento credito d'imposta per imprese e autotrasportatori - disposizioni per la realizzazione di nuove FSRU - semplificazioni autorizzazioni per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili - comunità energetiche rinnovabili - efficienza energetica: proroga parziale del 110%		
REPowerEU	18/05/2022	Misure per ridurre la dipendenza dai combustibili di provenienza russa attraverso: risparmio energetico, diversificazione degli approvvigionamenti, accelerazione della transizione energetica		In discussione al Parlamento Europeo nella sessione plenaria del 30-31 maggio	

Elaborazioni MBS Consulting

al 2019: il credito di imposta viene portato dal 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel secondo trimestre 2022 previsto dal DL Ucraina al 25%, per ulteriori 300 milioni di euro dal DL Aiuti.

- Aumento del credito d'imposta a favore delle imprese a forte consumo di gas (escluso termoelettrico) che hanno subito un aumento dei

costi del 30% rispetto al 2019: il credito di imposta viene portato dal 15% delle spese sostenute per l'acquisto del gas nel secondo trimestre 2022 previsto dal DL Ucraina al 20%, per ulteriori 160 milioni di euro dal DL Aiuti.

- Il credito d'imposta per l'acquisto di gas alle viene inoltre esteso al primo trimestre del 2022, nel caso in cui le imprese (escluso termoelettrico) abbiamo

subito un aumento del 30% rispetto ai livelli del 2019, e determinato nella misura del 10% per 427 milioni di euro.

SEMPLIFICAZIONI AUTORIZZAZIONI

- *Fast track* sulle autorizzazioni per lo sviluppo delle fonti rinnovabili con semplificazioni per gli impianti assoggettati a VIA e per l'installazione di infrastrutture nella legge di conversione del DL Ucraina e ulteriori semplificazioni nel DL Aiuti (si veda *articolo* a **pag. 19**).

COMUNITÀ ENERGETICHE

Il DL Aiuti allarga la possibilità di partecipare a una comunità energetica a:

- il Ministero della Difesa o enti aventi in concessione beni del demanio militare con altre pubbliche amministrazioni centrali e locali, con accesso agli incentivi previsto anche per impianti superiori a 1 MW e in deroga all'obbligo di insistere sotto la stessa cabina primaria previo pagamento degli oneri di rete riconosciuti per l'illuminazione pubblica
- alle autorità portuali anche in questo caso con accesso agli incentivi previsto anche per impianti superiori a 1 MW (si veda *articolo* a **pag. 25**).

EFFICIENZA ENERGETICA

- Prorogato il 110 per cento per le spese sostenute entro il 21 dicembre 2022, a condizione che al 30 settembre 2022 siano stati effettuati lavori per almeno il 30% dell'intervento.
- Viene allargata agli istituti di credito facenti parte dello stesso gruppo bancario la possibilità di effettuare la cessione del credito a soggetti che abbiano stipulato un contratto di conto corrente con una delle banche parte del medesimo gruppo.

PIANO REPOWEREU

Il [piano REPowerEU](#) si innesta sul pacchetto di proposte incluse nel *Fit for 55* integrando con una serie di azioni supplementari mirate su risparmio energetico, diversificazione degli approvvigionamenti e sostituzione dei combustibili fossili attraverso l'accelerazione della transizione energetica.

RISPARMIO ENERGETICO E RINNOVABILI

Viene proposto al Parlamento di valutare un'ulteriore riduzione del consumo di energia rispetto a quanto previsto dalla precedente proposta di direttiva sull'efficienza energetica con:

- piano di comunicazione sul risparmio energetico
- innalzamento dell'obiettivo della Direttiva Efficienza Energetica al 13%
- obiettivo della Direttiva Rinnovabili portato al 45%
- obiettivo per il fotovoltaico a più di 320 GW installato entro il 2025 (con una strategia UE per il fotovoltaico e l'iniziativa leuropea per i tetti solari, imperniata su un obbligo di installare pannelli solari sui tetti di determinate categorie di edifici).
- snellimento delle procedure autorizzative sia per fotovoltaico che eolico
- raddoppiare il tasso di diffusione attuale delle pompe di calore individuali, con l'obiettivo di arrivare a 10 milioni di unità nei prossimi 5 anni (sviluppo e modernizzazione del teleriscaldamento e impiego del calore industriale)
- accelerare la diffusione dell'idrogeno (si veda *articolo* a **pag. 33**) e del biometano.

DIVERSIFICAZIONE DEI COMBUSTIBILI

- La diversificazione delle importazioni viene perseguita attraverso politiche comuni e collaborazione con i partner internazionali.
- L'istituzione di una piattaforma dell'UE per l'acquisto volontario in comune di gas, GNL e idrogeno svolgerà la funzione di sostenere gli acquisti attraverso l'aggregazione e la strutturazione della domanda, individuando e aggregando volumi che fanno capo a contratti di lungo termine in scadenza e flessibili e ottimizzando l'uso delle infrastrutture attraverso un sistema di ottimizzazione delle prenotazioni volto a minimizzare spazi inutilizzati e colli di bottiglia.
- La piattaforma creerà inoltre un asse di intervento ad hoc insieme agli Stati membri per l'acquisto in comune di idrogeno (si veda *articolo* a **pag. 33**).

02



MERCATO GAS NATURALE

L'effetto dei provvedimenti sul riempimento degli stoccaggi italiani

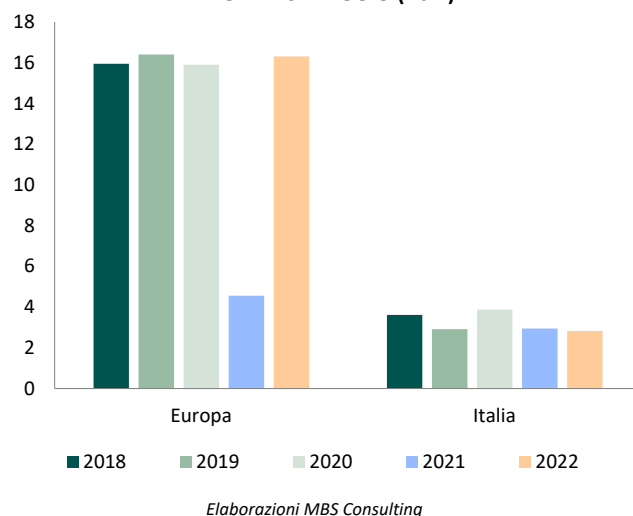
Il riempimento degli stoccaggi procede in maniera abbastanza sostenuta in Europa mentre in Italia le iniezioni vanno a rilento. I contratti a due vie previsti a fine aprile da ARERA non hanno dato, per il momento, una particolare spinta al conferimento di capacità, ma nelle ultime settimane i segnali di mercato potrebbero aiutare ad aumentare le iniezioni.

La fase di riempimento degli stoccaggi è entrata nel momento più importante e delicato. A livello europeo il riempimento sta procedendo a livelli sostenuti: secondo i dati GIE, da fine marzo 2022 al 20 maggio, a livello europeo sono stati iniettati oltre 16 Bmc, contro i 4.5 del 2021 e in linea con il triennio 2018-2020. D'altronde è da diversi mesi che le varie istituzioni dei paesi europei richiedono che gli stoccaggi vengano riempiti fino a un certo livello e proprio in questi giorni il Parlamento e il Consiglio Europeo si sono messi d'accordo, molto velocemente, sul regolamento proposto un paio di mesi fa dalla Commissione Europea. L'accordo prevede l'obbligo di riempimento di almeno l'80% della capacità dei depositi entro l'inizio della stagione invernale 2022-2023, che si cercherà però di portare all'85%. L'obbligo di riempimento sarà tuttavia limitato a un volume pari al 35% del consumo annuo di gas degli Stati membri Ue (calcolato sulla media degli ultimi cinque anni), al fine di evitare un impatto eccessivo della misura sui paesi con capacità di stoccaggio significative. Dall'inverno 2023-2024 in poi il livello di riempimento obbligatorio al 1° novembre salirà al 90%, ma in base all'accordo tra Europarlamento e Consiglio, i 27 potranno conteggiare nel calcolo anche una parte degli stoccaggi di GNL e di gas rinnovabili.

Dal punto di vista del riempimento, l'Italia è un po' in controtendenza. Da una parte in Italia a fine maggio è stato raggiunto un livello di riempimento comunque superiore alla media europea (46.5% contro 42.6% sempre secondo GIE), ma in tema di volumi iniettati, il 2022 finora si pone ben al di sotto della media storica (-17% rispetto al triennio 2018-2020), e in ritardo anche rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-4%).

Non è un risultato sorprendente, in considerazione del fatto che da quando sono iniziate le aste per i prodotti di stoccaggio, lo spazio conferito da Stogit

FIGURA 1. VOLUMI INIETTATI NEGLI STOCCAGGI FINO AL 20 MAGGIO (Bcm)



per la modulazione di punta e uniforme è il 18% dello spazio offerto (circa 2 Bmc su un totale di 10.8 Bmc), mentre Edison Stoccaggi ha allocato poco più del 40% (0.32 Bmc su 0.78 Bmc) e ItalGas Storage è arrivata al 52% (0.12 Bcm su 0.23 Bcm).

Ciò nonostante sembra che il MiTE abbia già fissato al 90% l'obiettivo di riempimento degli stoccaggi a fine ottobre 2022 e l'ARERA abbia di conseguenza preso una serie di misure per incentivare gli operatori a riempire gli stoccaggi anche in questo periodo di prezzi elevati e forte volatilità.

Le due misure principali in questa direzione ([Newsletter 264](#)) sono state l'approvazione di un premio di giacenza pari a 5€/MWh ([Delibera 165/2022](#) dell'8 aprile) e dei contratti a due vie per ridurre il rischio in capo agli operatori ([Delibera 189/2022](#) del 27 aprile). A queste va aggiunta l'allocazione implicita alla fine di ogni mese della capacità eccedente la massima assegnata¹ a ogni operatore a cui si somma anche l'[allocazione a costo nullo](#)² delle giacenze a fine anno di stoccaggio 2021-2022. In particolare,

¹ Articolo 14, Delibera 165/2022/R/gas.

² Articolo 1.d), Delibera 110/2022/R/gas e art. 6 Decreto MiTE 110 del 14/03/2022.

per la modulazione uniforme l'allocazione implicita è stata finora utilizzata dagli operatori tanto quanto la partecipazione alle aste (a fine aprile, Stogit aveva conferito 185 Mmc di capacità di modulazione uniforme tramite allocazione implicita e 250 Mmc tramite le aste).

Osservando l'andamento dei risultati delle aste (**Figura 2**) si nota come l'approvazione del premio di giacenza abbia comportato un'accelerazione, di breve durata, dei conferimenti, mentre invece l'approvazione definitiva dei contratti a due vie non sia stata seguita da un *trend* deciso di aumento delle allocazioni. Evidentemente gli operatori stanno ancora studiando il meccanismo e forse sono in attesa dell'ultimo atto ufficiale, ossia la pubblicazione da parte di Snam del contratto tipo, attesa entro il 1 giugno. D'altra parte l'aumento del numero di aste a disposizione (settimanali e non più solo mensili come accadeva negli anni scorsi) oltre alla possibilità, richiesta dagli stessi operatori, di scegliere tra premio di giacenza e contratto a due vie potrebbero avere portato gli operatori ad avere una strategia di attesa. Dal punto di vista degli operatori i due strumenti hanno caratteristiche diverse e la loro appetibilità dipende dai segnali di mercato e dalla propensione al rischio. Il premio di giacenza può andare a sommarsi a uno spread estate-inverno positivo o può mitigare le perdite in caso di riduzione del prezzo invernale rispetto a quello estivo. D'altra parte è richiesta all'operatore un'attività di copertura proprio per evitare che le dinamiche di mercato erodano il premio.

Il contratto a due vie (CD2V), scelto dall'ARERA sulla base della consultazione con gli operatori, è quello

TABELLA 1. SCHEMA FINALE CD2V

DELTA CON ANCORAGGIO PSV	
PERIODO DI RIFERIMENTO	dal 1-11-22 al 31-3-23
PREZZO EFFETTIVO per ciascun giorno del periodo di riferimento	PSV giorno G o CMEM (per il trimestre a cui appartiene il giorno G) meno prezzo medio approvvigionamento
PREZZO MEDIO DI APPROVVIGIONAMENTO	PSV di ciascun giorno del periodo di iniezione moltiplicato per il profilo giornaliero di iniezione
PREZZO DI RIFERIMENTO fissato e reso noto prima del termine per la richiesta di capacità cui è associato il CD2V	$R + Of - Pg$ dove: $R = 2 \text{ €/MWh}$, Of = onere finanziario, Pg = premio giacenza (stabilito a oggi in 5 €/MWh)
DIFFERENZA GIORNALIERA	differenza relativa a ciascun giorno del periodo di riferimento fra prezzo effettivo e prezzo di riferimento

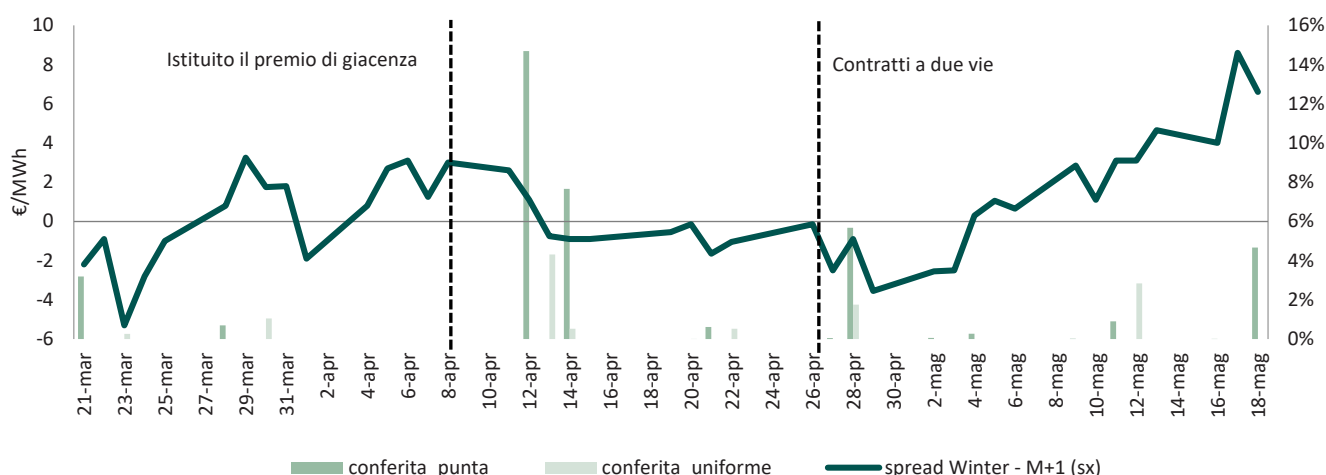
Elaborazioni MBS Consulting

ridenominato CD2V DELTA che fissa lo *spread* estate-inverno ottenibile dall'operatore. Infatti, gli operatori che decideranno di sottoscrivere il CD2V, nel periodo invernale si troveranno a corrispondere, se positiva, a Snam o a ricevere, se negativa, la differenza giornaliera intesa come differenza tra prezzo effettivo e prezzo di riferimento.

Svolgendo le formule di prezzo effettivo e prezzo di riferimento si osserva che il prezzo invernale previsto dal contratto a due vie viene fissato pari a $(1+K) \cdot P_{app} + 2 \text{ €/MWh}$, dove P_{app} è il prezzo di approvvigionamento, ossia il prezzo pagato per riempire lo stoccaggio.

Di conseguenza lo *spread* garantito dal CD2V proposto è pari a 2 €/MWh a cui si aggiunge una

FIGURA 2. CONFRONTO TRA SEGNALI DI MERCATO E RISULTATI DELLE ASTE DI STOGIT



Elaborazioni MBS Consulting

componente ($K \cdot P_{app}$) che ripaga gli oneri finanziari connessi all'immobilizzazione del gas in stoccaggio. K , infatti dipende dal tasso annuo connesso all'immobilizzazione del gas in stoccaggio (posto da ARERA pari a 2.63%) e va riducendosi da maggio a settembre. Con questo prodotto gli operatori azzerano l'esposizione al rischio garantendosi di fatto uno *spread* di 2 €/MWh che deve essere confrontato con i segnali di mercato. Da quando è stato approvato ufficialmente lo schema di CD2V lo *spread* estate-inverno è ritornato in territorio positivo e superando abbondantemente i 2 €/MWh, rendendo di conseguenza meno attrattivo lo strumento.

Gli utenti sono quindi in attesa e stanno valutando le opzioni migliori. Gli stoccaggi però vanno riempiti e l'ARERA ha escluso che ci saranno altri meccanismi incentivanti per gli operatori, aprendo tuttavia a un ulteriore intervento regolatorio tramite la definizione di obblighi di riempimento che potrebbero ricadere su Snam oppure sui contratti di importazione, con l'imposizione del loro pieno utilizzo, o con un obbligo di accumulo in capo ai fornitori del civile.

Aumento della domanda europea di GNL: l'evoluzione delle FSRU

Le FSRU sono al centro delle politiche per la diversificazione degli approvvigionamenti: almeno 11 navi risultavano non utilizzate a fine 2021, molte tuttavia sono state contrattualizzate. Per l'Italia, che ha previsto un fast-track autorizzativo pensato proprio per le FSRU, SNAM ha acquistato il primo rigassificatore, Golar Tundra di Golar Lng.

Il conflitto in Ucraina e la crescente incertezza sulle consegne di gas dalla Russia hanno reso inevitabile per l'Europa diversificare le fonti di approvvigionamento nel più breve tempo possibile. Per compensare la riduzione dei flussi di gas russo sono necessarie misure straordinarie nel breve termine e importanti investimenti nel medio-lungo periodo. Nel breve termine, uno dei maggiori contributi è atteso da maggiori importazioni di GNL ([Newsletter 262](#)), per cui è necessario omogeneizzare la distribuzione della capacità di rigassificazione oggi concentrata in paesi come la Spagna scarsamente collegati al resto d'Europa. In questo contesto l'acquisizione di FSRU (*Floating Storage and Regasification Units*), che permettono di rigassificare il GNL e immettere nuovo gas nella rete di trasporto europea, ha significativi vantaggi garantendo flessibilità, risparmio di costi e tempi ridotti rispetto alla costruzione di un terminale di rigassificazione *onshore*. Le FSRU contribuiscono per il 13% alla capacità di rigassificazione europea. La costruzione di una nuova nave può richiedere fino a 3 anni, ma dato il recente aumento della domanda, potrebbe essere ragionevolmente maggiore. La conversione di navi già esistenti richiede dai 18 ai 24 mesi, mentre l'affitto di navi già esistenti e pronte per essere trasferite in Europa, riduce fortemente le tempistiche ed è questa la strada che i Paesi europei stanno cercando di perseguire.

LA DISTRIBUZIONE DISOMOGENEA DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE IN EUROPA

La capacità totale di rigassificazione europea è pari a 241 miliardi di metri cubi all'anno (bcm/anno), la maggior parte concentrata in Spagna (il 26% del totale), nel Regno Unito (20% del totale) e in Francia (15% del totale). Il tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione europea è aumentato rispetto al 2021, tuttavia la rete infrastrutturale del gas in Europa presenta colli di bottiglia che non ne permettono il pieno utilizzo. Il principale si trova tra la Spagna

e la Francia, che sono interconnessi attraverso una pipeline in grado di trasportare circa 7 bcm/anno, a fronte di una capacità di rigassificazione nella Penisola Iberica pari a 60 bcm/anno, in relazione a una domanda pari a 35 bcm/anno che lascerebbe a disposizione 25 bcm/anno di gas per l'esportazione.

LA FLOTTA MONDIALE DI FSRU: POSSIBILE REPERIRE UNITÀ PER L'EUROPA

L'emergenza Ucraina ha portato diversi paesi ad attivarsi per aggiudicarsi FSRU, con un conseguente aumento della competizione e delle tariffe di noleggio. A oggi, le tariffe per il noleggio di una FSRU si aggirano attorno ai 150.000-180.000 dollari al giorno.

Alla fine del 2021, nel mondo erano presenti 48 unità galleggianti, a cui si aggiungono 5 unità già commissionate, di cui una con consegna prevista nel 2022. Non tutte le unità risultano assegnate a un terminale specifico, venendo così adibite alla funzione di metaniere. La maggior parte delle FSRU viene infatti classificata come nave e può operare sia come FSRU che come metaniera. È proprio su queste navi, potenzialmente disponibili, che i paesi europei cercano di fare affidamento per contrattare accordi di noleggio, i quali solitamente coprono un arco temporale compreso tra i 5 e i 15 anni.

Le navi che non risultano assegnate a nessun terminale alla fine del 2021 svolgono, per la maggior parte, la funzione di LNGC (*Liquefied Natural Gas Carrier*) e sono undici per una capacità di rigassificazione totale di circa 61 bcm. Tuttavia, non tutte queste navi sono ancora disponibili per essere noleggate.

La Germania si è assicurata quattro FSRU, due di proprietà di Höegh LNG (si tratta probabilmente della Neptune e della Esperanza) e due di proprietà di Dynagas (probabilmente la Transgas Force e la Transgas Power), che garantiranno almeno 5 bcm/anno di gas ciascuna, per un periodo di noleggio di 10 anni. Le due navi di Höegh LNG, proprietario della più grande flotta di FSRU al mondo, saranno gestite

TABELLA 1. FSRU DISPONIBILI NEL MONDO

NOME	CAPACITA' NOMINALE DI RIGASSIFICAZIONE (bcm)	PROPRIETARIO	STATO DELLE FSRU	LOCALIZZAZIONE
Höegh Esperanza	5.0	Höegh LNG	Non assegnata	Germania*
Neptune	5.0	Höegh LNG	Non assegnata	Germania*
Transgas Force		Dynagas	Non assegnata	Germania*
Transgas Power		Dynagas	Non assegnata	Germania*
Golar Spirit	2.4	New Fortress Energy	Non assegnata	Olanda*
S188	6.2	Exmar Offshore	Assegnata	Olanda
Exemplar	6.5	Excelerate Energy	Assegnata	Finlandia
Golar Tundra	7.4	Golar LNG	Assegnata	Italia
MOL FSRU Challenger	5.5	MOL	Assegnata	Hong Kong da circa metà 2022
Höegh Gannet	7.7	Höegh LNG	Assegnata	Brasile da fine 2022/inizio 2023
Höegh Galleon	5.0	Höegh LNG	Assegnata	Australia (Port Kembla) da metà 2023

(*Possibili assegnazioni)

MBS Consulting Elaborations

dalla principale *utility* tedesca RWE e dovrebbero essere trasferite una a Wilhelmshaven tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 e l'altra a Brunsbüttel a inizio 2023. Entrambe le località si trovano a nord della Germania. Le navi di proprietà di Dynagas, invece, saranno gestite dal colosso Uniper, ma non sono state ancora riportate informazioni sulla loro ubicazione e sull'anno di inizio delle operazioni commerciali.

Anche l'Olanda si è assicurata due FSRU, una di proprietà di Exmar (la S188) e una di proprietà di New Fortress Energy (probabilmente la Golar Spirit), in grado di garantire complessivamente 8 bcm/anno di capacità di rigassificazione. Le due FSRU sono state contrattate per un periodo di noleggio di 5 anni e saranno ancorate a Eemshaven, a nord di Groningen, nel terzo trimestre del 2022.

La Finlandia, ha sottoscritto un accordo con l'Estonia per affittare la FSRU Exemplar di proprietà di Excelerate da 6.5 bcm, che dovrebbe diventare operativa il prossimo inverno. Sarà ancorata nella Finlandia meridionale, ma potrebbe essere posizionata temporaneamente nel porto estone di Paldiski se i lavori di costruzione del porto in Finlandia non riusciranno a essere terminati in tempo.

Per l'Italia Snam ha acquistato Golar Tundra di proprietà di Golar LNG da 7.4 bcm, con l'obiettivo che sia operativa a inizio 2023, e sta negoziando l'acquisizione di una seconda FSRU che dovrebbe avere una capacità di almeno 5 bcm e essere operativa a fine 2023 o inizio 2024. Non si esclude che anche in questo caso possa venire negoziata un'altra FSRU esistente con contratto prossimo al termine.

LNG Toscana FSRU in Italia, FSRU Indipendence in Lituania, FSRU Dörtyol (Ertuğrul Gazi) e Aliaga Etki LNG Terminal (Turquoise) in Turchia. La FSRU Indipendence, di proprietà di Höegh LNG, era stata noleggiata nel 2014 con un contratto di locazione con scadenza prevista nel 2024, ma la FSRU non sarà disponibile da tale data in quanto gli azionisti di KN, operatore del terminale GNL lituano Klaipėdos Nafta, hanno già approvato la sua acquisizione. Le due FSRU in costruzione hanno ubicazione prevista in Grecia e a Cipro. In Grecia, la FSRU da 5.5 bcm/anno sarà installata a 17.6 Km da Alessandropoli. Entrambe le FSRU, in Grecia e a Cipro, dovrebbero iniziare le operazioni commerciali nel 2023, dopo che saranno completati i lavori di conversione.

La Polonia ha in progetto di installare una FSRU nel Golfo di Danzica, con una capacità di 6.1 bcm/anno e un avvio previsto nel 2027/2028, per la quale l'azienda statale Pgnig sta contrattando la fornitura di GNL statunitense con la società Sempra Infrastructure. Le due aziende indicano il 2027 come anno di inizio delle consegne di GNL.

A queste si aggiungono le due FSRU che dovrebbero servire la Sardegna, una a Portovesme (la nave metaniera Golar Artic, di proprietà di Golar LNG, avente una capacità di stoccaggio fino a 140 mila metri cubi. La nave verrà convertita in una FSRU a seguito del rilascio da parte di Snam di una *Notice-to-Proceed* e una volta completata la conversione sarà ceduta al Gruppo) e una a Porto Torres da 25 mila metri cubi.

LE ALTRE UNITÀ DI RIGASSIFICAZIONE

In Europa sono già presenti cinque FSRU operative e due in costruzione. Le FSRU operative sono Krk LNG Terminal (LNG Croatia) in Croazia, OLT Offshore

IL DL AIUTI E NUOVA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE

In Italia i principali siti accreditati per il trasferimento delle FSRU sono Ravenna e Piombino, ma anche il Friuli si è candidato per ospitare un'unità galleggiante. Nella città di Trieste già 20 anni fa era stato presentato un progetto per la realizzazione di un terminale *onshore*, poi accantonato. Ravenna potrebbe essere un sito ideale per ospitare il terminale galleggiante nei pressi delle piattaforme dismesse esistenti, mentre nel caso di Piombino per 1-2 anni la FSRU dovrebbe essere ospitata in porto in attesa del completamento del punto di attacco alla tubazione, quindi non sarebbe immediatamente operativa.

Il DL Aiuti, nella versione attualmente in vigore ma possibile di modifiche con il recepimento, incentiva la crescita delle FSRU in Italia, consentendo un *fast-track* autorizzativo, per le unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente, che, insieme alle infrastrutture a esse connesse, vengono classificate come gli

interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti. Le amministrazioni interessate a qualunque titolo nelle relative procedure autorizzative devono infatti attribuire alle FSRU priorità e urgenza negli adempimenti e nelle valutazioni di propria competenza. Per rendere più rapide le procedure per i nuovi rigassificatori, è prevista la nomina di Commissari Straordinari di Governo. Il *fast track* prevede che le istanze siano presentate entro 30 giorni dalla nomina dei Commissari, e che le procedure autorizzative siano concluse dai Commissari entro 120 giorni.

Il DL Aiuti riporta che verrà anche istituito, nello stato di previsione del Mef, un fondo pari a 30 milioni di euro per ciascun anno dal 2024 al 2043. Il fondo andrà a beneficio primariamente delle aziende che realizzano le FSRU, garantendo i ricavi per la quota eccedente rispetto alla garanzia già data dalla regolazione ARERA, attualmente pari al 64% dei ricavi riconosciuti. In via residuale, il fondo andrà a ridurre la spesa dei consumatori finali a garanzia dei ricavi al di sotto del 64%.

A low-angle shot of a white wind turbine against a clear blue sky with some wispy clouds. The turbine's tower and nacelle are visible, with one blade extending towards the top left and another towards the bottom right.

03

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

Le comunità energetiche rinnovabili

Estensione del perimetro alla cabina primaria, aumento della taglia degli impianti ammissibili e inclusione di nuove categorie tra i possibili partecipanti: anche le comunità energetiche nelle riforme recenti.

LE FORME DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO

Le *Energy Communities* sono state introdotte nel 2020 con il Decreto Milleproroghe per promuovere lo sviluppo della generazione rinnovabile distribuita e la partecipazione attiva di cittadini e imprese a beneficio della comunità. Questi schemi di autoconsumo rappresentano un importante contributo alla transizione e all'autonomia energetica poiché promuovono il decentramento della produzione da fonti rinnovabili vicino ai punti di consumo favorendo uno sviluppo sostenibile ed efficientamento energetico grazie a un minor sfruttamento delle reti di distribuzione.

Lo sviluppo delle comunità energetiche è ancora in una fase sperimentale e importanti novità sono state introdotte dal recente recepimento della direttiva RED II nell'ordinamento italiano. A oggi esistono due tipologie di autoconsumo collettivo: i gruppi di autoconsumatori rinnovabili e le comunità energetiche rinnovabili (CER). Queste due tipologie di aggregazione differiscono per requisiti e caratteristiche specifiche, ma entrambe condividono l'obiettivo di autoprodurre e fornire energia rinnovabile a prezzi accessibili ai propri membri.

ITER NORMATIVO

Le comunità energetiche e i gruppi di autoconsumo fanno la loro prima comparsa nel panorama europeo nel 2016 all'interno del *Clean Energy Package* e successivamente nel 2018 all'interno della direttiva RED II.

Nel 2020 il [DL 162/2019](#) convertito in DL 8/2020 (decreto Milleproroghe) ha per la prima volta definito le linee guida per comunità e gruppi, sviluppate dalla successiva delibera attuativa ARERA [318/2020/R/ee](#) e dal regolamento GSE che hanno permesso l'avviamento della fase pilota di implementazioni delle prime configurazioni.

Con l'adozione definitiva nell'ordinamento italiano della legge europea RED II, avvenuta a dicembre 2021 con [DL 199/2021](#), sono state introdotte ulteriori novità e apportate modifiche significative

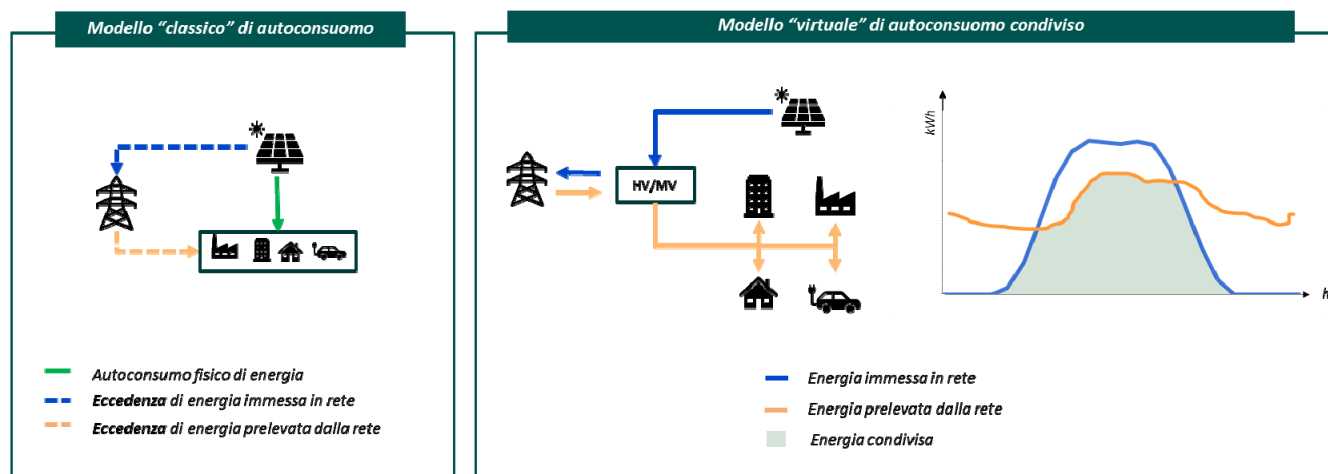
per lo schema di autoconsumo. Tuttavia, la disciplina di riferimento resta a oggi quella promulgata nel 2020 e per l'attuazione definitiva delle modifiche introdotte a dicembre 2021 e a maggio 2022 dal DL 50/2022 (decreto Aiuti) è necessario attendere la pubblicazione del provvedimento regolatorio (atteso entro settembre 2022) e delle regole tecniche rispettivamente da parte di ARERA e GSE.

COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI: SCHEMI E REQUISITI

L'autoconsumo collettivo sotto forma di comunità viene definito come una coalizione di utenti che collaborano attraverso un soggetto giuridico con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia attraverso uno o più impianti energetici locali. I membri dell'aggregazione sono protagonisti attivi nella gestione dei flussi energetici, per questo sono definiti *prosumer* e, partecipando al gruppo, possono godere di una maggiore autonomia energetica e di benefici economici.

Una comunità energetica rinnovabile è un soggetto autonomo e si basa sulla partecipazione aperta e volontaria. I membri che possono a oggi far parte dell'aggregazione sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali. La platea è stata recentemente estesa anche a enti di ricerca, enti religiosi ed enti del terzo settore (DL 199/2021) nonché alle Autorità di sistema portuale (DL Aiuti 50/2022). I partecipanti mantengono i loro diritti come clienti finali, compresi quelli di scegliere il proprio fornitore e uscire dalla comunità quando lo desiderano.

La comunità energetica rinnovabile deve essere formata da consumatori ubicati all'interno del perimetro della cabina secondaria (media-bassa tensione), limite esteso alla cabina primaria (alta-media tensione) in attesa di attuazione. Anche gli impianti di produzione devono essere ubicati all'interno del medesimo perimetro ed essere alimentati da fonti rinnovabili. La tecnologia maggiormente utilizzata e adatta per queste configurazioni di autoconsumo collettivo è quella



fotovoltaica, in questo caso gli impianti ammessi possono essere più di uno e devono avere potenza complessivamente non superiore a 200 kW (limite esteso a 1 MW).

L'obiettivo principale della CER è fornire benefici ai propri membri attraverso la valorizzazione dell'energia condivisa definita in ogni ora come il minimo tra la somma dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e la somma dell'energia elettrica prelevata dai punti di connessione. Il modello di condivisione è un modello virtuale in quanto produttori e clienti finali non sono fisicamente connessi tra loro, ma l'energia viene condivisa attraverso la rete di distribuzione.

I contributi economici vengono riconosciuti dal GSE per la durata di 20 anni e comprendono:

- un corrispettivo unitario a copertura della tariffa di trasmissione in BT e della componente variabile di distribuzione BTAU pari a circa 8 €/MWh¹
- la tariffa premio di incentivazione dell'energia condivisa pari a 110 €/MWh per le CER e 100 €/MWh per i gruppi di autoconsumatori

VANTAGGI ECONOMICI, AMBIENTALI E SOCIALI

Le comunità energetiche rappresentano un importante sostegno per la collettività in quanto sono in grado di generare un indotto positivo sotto molteplici fronti: energetico, economico, sociale e ambientale.

Il beneficio più immediato e più tangibile generato dalle CER è sicuramente quello economico. Il risparmio in bolletta diviene maggiore all'aumentare dell'energia consumata nelle ore di produzione con una conseguente riduzione dei costi delle

componenti variabili, oltre al guadagno generato dall'energia immessa in rete. In quest'ultimo caso, infatti, il GSE mette a disposizione meccanismi incentivanti di Scambio sul Posto e Ritiro Dedicato per cui è possibile valorizzare, oltre all'energia virtualmente autoconsumata, anche l'energia prodotta dall'impianto.

Una maggiore sensibilizzazione dei consumatori attraverso il monitoraggio e l'ottimizzazione dei consumi energetici individuali può portare inoltre ad aumentare il risparmio energetico ed economico con conseguente riduzione della spesa delle famiglie. Dai benefici economici derivano anche benefici sociali legati al contrasto con la povertà energetica.

Infine, vengono generati significativi benefici ambientali grazie all'installazione di impianti rinnovabili con conseguente riduzione di CO₂ e altri gas climalteranti.

LE PRIME ESPERIENZE DI COMUNITÀ IN ITALIA

Le principali comunità energetiche che operano in Italia oggi sono circa 30² tra configurazioni di comunità energetiche da fonti rinnovabili e autoconsumo collettivo di taglia compresa tra i 20 e i 50 kW. Si tratta principalmente di progetti sperimentali finalizzati a individuare le best practices per massimizzare i benefici e si caratterizzano per l'elevata flessibilità in termini di soggetti coinvolti e di configurazione.

Rispetto ai vicini paesi europei, che da diversi anni si sono attivati per la costituzione delle *Energy communities*, l'Italia è molto in ritardo. Tale lentezza è stata dettata in parte dalla pandemia che ha segnato il 2020, ma soprattutto dalla mancanza di una normativa univoca e dettagliata e dai rallentamenti in tema di iter autorizzativi. Con l'entrata in operatività

¹ Per i gruppi di autoconsumatori è previsto anche un contributo perdite di rete evitate pari a circa 1.3 €/MWh per BT 0.6 €/MWh per MT riferito a prezzo medio 2019.

² Censimento LEGAMBIENTE

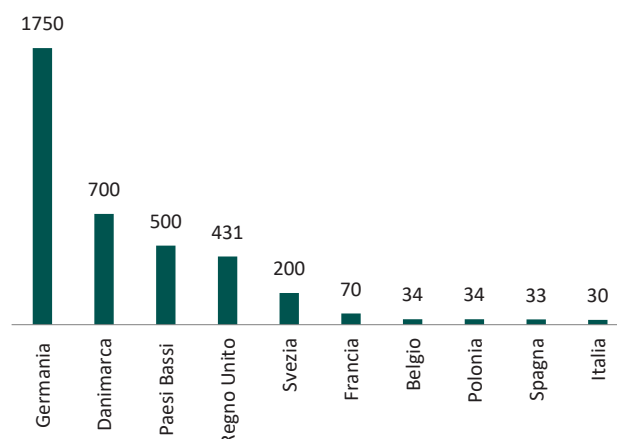
delle nuove regole e con l'istituzione di organismi territoriali organizzati, tali ostacoli potrebbero essere in parte superati e potremmo assistere a una rapida diffusione delle CER nel prossimo futuro.

Nonostante la lenta diffusione sul territorio, dovuta all'incertezza legislativa e al rallentamento legato ai processi di *permitting*, le iniziative CER stanno progressivamente aumentando e possono rappresentare un importante strumento per la transizione ecologica del panorama nazionale ed europeo.

La diffusione di queste realtà potrebbe diventare rilevante grazie ai recepimenti dei recenti aggiornamenti normativi e grazie alle opportunità date dai fondi pubblici e dal PNRR. Quest'ultimo prevede finanziamenti specifici per favorire la diffusione di autoproduzione e autoconsumo collettivo pari a oltre 2 miliardi di euro con l'obiettivo di installare circa 2.000 MW di nuova capacità di generazione elettrica in configurazione distribuita da parte di comunità delle energie rinnovabili e auto-consumatori di energie rinnovabili.

Nell'odierno panorama, caratterizzato dalla forte volatilità del mercato elettrico e dal deciso orientamento alla decarbonizzazione, le configurazioni CER offrono una soluzione ottimale per contrastare la spesa energetica e raggiungere più in fretta l'autonomia da fonti fossili attraverso il decentramento e la spinta alla localizzazione delle fonti energetiche pulite.

FIGURA 1. NUMERO DI COMUNITÀ ENERGETICHE PER PAESE



Caramizaru, A. and Uihlein, A., *Energy communities: an overview of energy and social innovation*



04

Monitoraggio GARE GAS

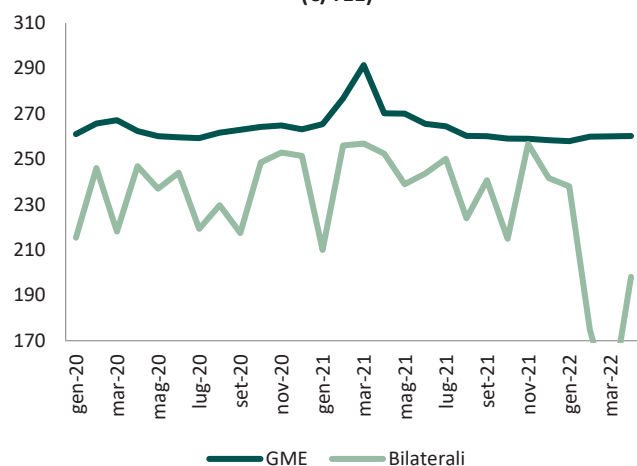
Monitoraggio gare gas

Approvate le tariffe definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021 e quelle provvisorie per il 2022, attese in diminuzione. Stima del capitale investito netto per entrambi i servizi in aumento a seguito della riduzione del WACC. Rinviato le scadenze dei bandi Rimini e Biella, Napoli assegnato a 2i Rete Gas.

CERTIFICATI BIANCHI

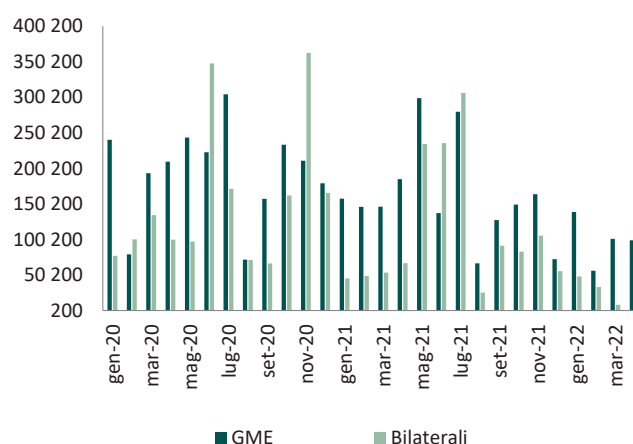
- Nel mese di aprile, il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME è rimasto pressoché in linea (260 €/TEE) rispetto all'ultimo mese, mentre il prezzo delle transazioni bilaterali è aumentato di circa il 40% (198 €/TEE) rispetto a marzo.
- Dopo il forte calo subito a febbraio, le transazioni bilaterali sono aumentate del 107%, mentre le quantità scambiate sulle piattaforme del GME sono in lieve calo rispetto a marzo (-2%)

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



Elaborazioni MBS Consulting

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

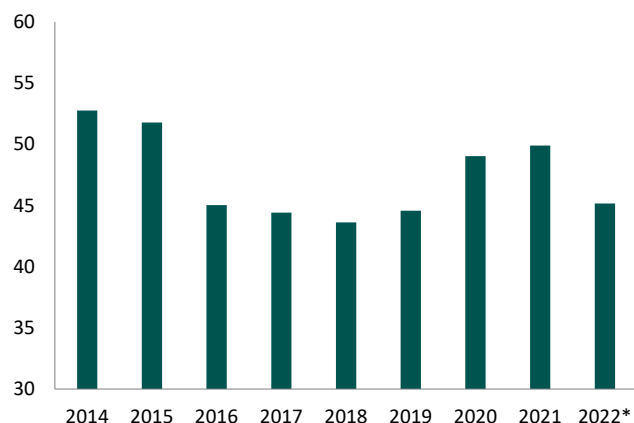


Elaborazioni MBS Consulting

REGOLAZIONE

- Con le Delibere [154/2022/R/gas](#) e [194/2022/R/gas](#), l'ARERA ha approvato rispettivamente le tariffe definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021 e quelle provvisorie per il 2022
- Il trend di diminuzione che ha riguardato le tariffe di distribuzione del gas naturale a partire dal 2014 sembra essersi arrestato dal 2019. Le tariffe definitive per il 2021 risultano in lieve aumento rispetto (+2%) a quelle del 2020. Per il 2022, seppur ancora provvisoriamente, l'ARERA prevede una loro diminuzione di circa il 9% rispetto all'anno precedente (**Figura 3**)
- Per i servizi di misura del gas naturale, si conferma il trend di crescita iniziato nel 2017. Anche per il 2021, le tariffe definitive mostrano un aumento del 9% rispetto al 2020, mentre per il 2022 queste sono previste in diminuzione di circa l'8% rispetto all'anno precedente (**Figura 4**)
- Nonostante sia le tariffe di distribuzione che quelle di misura per il 2022 siano previste in calo rispetto al 2021, la stima del capitale investito netto, per entrambi i servizi, risulta in aumento rispettivamente di circa +3.7% e +2.7%. Questo per via della diminuzione del valore del WACC (Il PWACC) che per il nuovo periodo regolatorio, iniziato a gennaio 2022, risulta pari a 5.7% rispetto al valore di 6.3% valido fino a dicembre dello scorso anno (**Figure 5 e 6**)

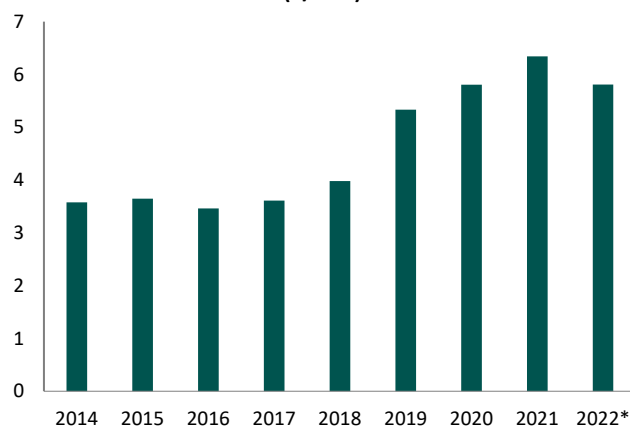
FIGURA 3. MEDIANA DELLE TARIFFE DI DISTRIBUZIONE (€/PDR)



*Per il 2022 si è fatto riferimento alle tariffe provvisorie

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

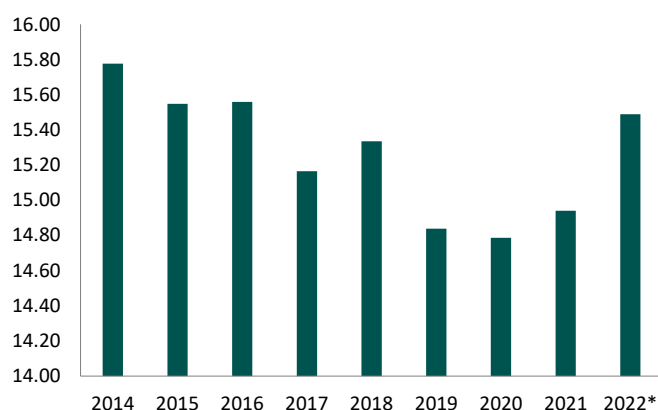
FIGURA 4. MEDIANA DELLE TARIFFE DI MISURA (€/PDR)



*Per il 2022 si è fatto riferimento alle tariffe provvisorie

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

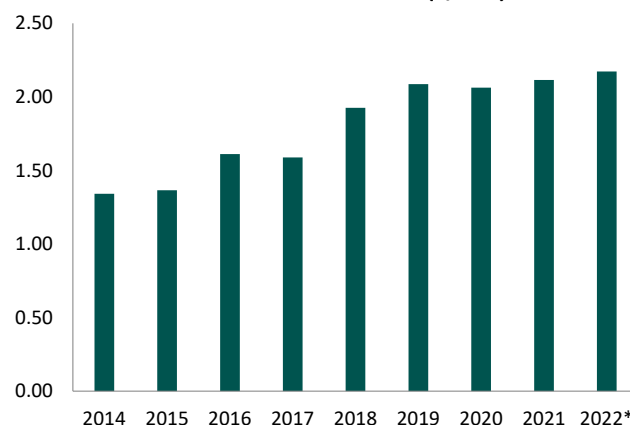
FIGURA 5. CAPITALE INVESTITO NETTO ASSOCIATO AL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE (€/Mrd)



*Per il 2022 si è fatto riferimento alle tariffe provvisorie

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

FIGURA 6. CAPITALE INVESTITO NETTO ASSOCIATO AL SERVIZIO DI MISURA (€/Mrd)



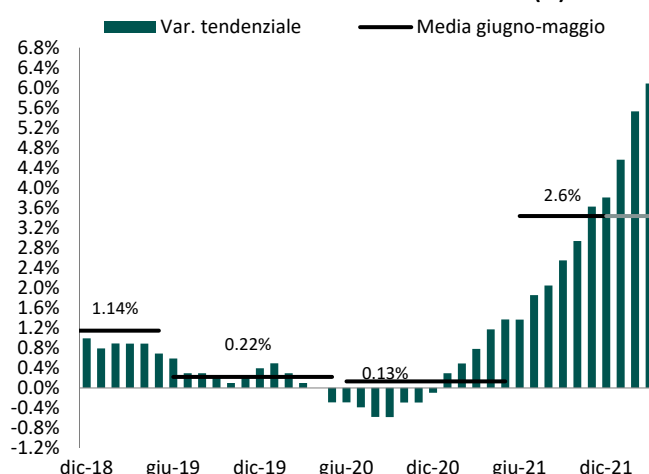
*Per il 2022 si è fatto riferimento alle tariffe provvisorie

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

BANDI DI GARA

- A circa un anno dalla chiusura della gara **NAPOLI 1** e dopo diversi ricorsi dell'ex *incumbent* Italgas contro l'aggiudicatario della gara 2i Rete Gas, il Consiglio di Stato ha espresso il proprio giudizio (inappellabile) respingendo il ricorso di Italgas e affidando definitivamente la gara a 2i Rete Gas. Si tratta del primo caso in cui l'ex operatore, che possedeva il 100% della quota di mercato, non si è aggiudicato la gara. La gara ha un valore di 652 milioni di euro e riguarda la gestione di oltre 390.000 PD.
- La scadenza del bando **ATEM RIMINI**, inizialmente fissata per il 29 aprile 2022, è stata posticipata al 30 settembre 2022. L'ATEM è composta da quasi 193 mila DP distribuiti in 47 Comuni. Il principale

FIGURA 7. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI * (%)



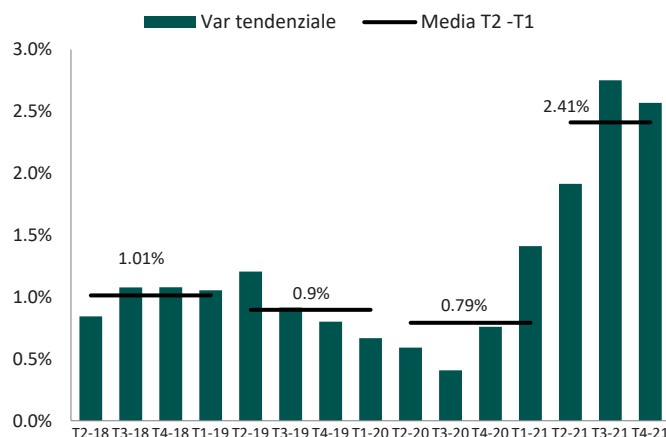
*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: ottobre 2021

Elaborazioni MBS Consulting

operatore uscente è Adrigas con l'86% della quota di mercato.

- La scadenza del bando **BIELLA**, inizialmente fissata per il 29 aprile 2022, è stata posticipata al 30 settembre 2022. L'ATEM BIELLA è composto da quasi 61 mila DPs distribuiti in 69 Comuni. I principali operatori uscenti sono: 2i Rete Gas ed Edigas Esercizio distribuzione con rispettivamente l'82% e il 10% di *market share*.
- Il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR Lombardia respingendo il ricorso di Italgas (operatore aggiudicatario della gara d'ambito **TORINO 2**) che aveva chiesto l'annullamento parziale della gara TORINO 2 in quanto il VIR di Givoleto non era stato riconosciuto dall'ARERA

FIGURA 8. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Ottobre 2021

Elaborazioni MBS Consulting

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	
2	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	30/11/2021	BASSO

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	RIMINI	572/2020/R/Gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	30/09/2022	BASSO
2	GENOVA 2	270/2021/R/Gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	30/09/2022	MEDIO
3	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2022	BASSO
4	BIELLA	245/2020/R/Gas	485/2020/R/Gas	24/12/2021	30/12/2022	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	TORINO 5	303/20218/R/Gas	543/2020/R/Gas	29/12/2021	04/02/2022	MEDIO
2	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/06/2022	ALTO
3	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/06/2022	ALTO
4	MILANO 4	NO		30/12/2019	30/06/2022	MEDIO
5	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/06/2022	MEDIO
6	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2022	ALTO
7	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2022	ALTO
8	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2022	MEDIO
9	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2022	MEDIO
10	VICENZA 4	NO		01/04/2019	30/11/2022	ALTO
11	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2022	MEDIO
12	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	SOSPESA	ALTO
13	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
14	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	FORLÌ-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 SOSPESSE

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
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

05



Monitoraggio IDROGENO

Monitoraggio idrogeno

Il REPowerEU conta sulle importazioni per aumentare i consumi rispetto ai piani precedenti, rilassando solo in parte i criteri per la classificazione dell'idrogeno verde, consentendo i PPA. Circa un miliardo di euro di fondi PNRR sarà sbloccato entro la fine dell'anno. Monitoriamo 30 Hydrogen Valleys e 170 progetti pilota.

Riprendiamo lo spazio dedicato all'idrogeno, suddividendolo in tre approfondimenti, il primo dedicato allo sviluppo della regolazione, il secondo agli obiettivi del PNRR e alla sua attuazione e il terzo all'evoluzione dei progetti pilota.

SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE

REPOWER-EU: IMPORT DI IDROGENO PER DIMINUIRE LA DIPENDENZA DALLA RUSSIA

L'idrogeno verde può rappresentare, anche nell'orizzonte 2030, un elemento chiave per ridurre la dipendenza dal gas russo. Il piano RepowerEU, tuttavia, conferma i *target* di produzione interna di dieci milioni di tonnellate di idrogeno verde, previsti già nella [strategia europea per l'idrogeno](#), confidando, per aumentare i consumi, sull'importazione di ulteriori dieci milioni di tonnellate. Le misure intese a stimolare sia la crescita della domanda che lo sviluppo dell'offerta includono una serie di interventi:

- **Supporto allo sviluppo della domanda:** il contributo dei **combustibili rinnovabili di origine non biologica** usati per scopi finali energetici e non energetici viene aumentato al 75% dell'idrogeno usato nell'industria per gli stessi scopi, mentre il *target* di utilizzo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica per il settore dei trasporti viene portato al 5% del totale, rivedendo quindi la [proposta di emendamento della Renewable Energy Directive](#) effettuata dalla Commissione con il *Fit for 55*, che li prevedeva rispettivamente al 50% e al 2.6%.
- L'introduzione di **contratti per differenza sull'ETS** dovrebbe incentivare l'introduzione dell'idrogeno nei cicli di produzione industriale, mentre aumentano le risorse dedicate all'**Innovation Fund**, a supporto dello *switch* dell'attuale produzione di idrogeno per l'industria dalla variante grigia a quella verde e per la transizione verso l'H2 di comparti che finora non lo utilizzavano, come quello siderurgico.
- **Supporto allo sviluppo dell'offerta:** la Commissione intende individuare i progetti IPCEI (*Important*

Projects of Common European Interest) per la produzione e distribuzione dell'idrogeno entro l'estate e avviare un processo di revisione annuale a partire dal 2025, in collaborazione con gli Stati membri, sulla diffusione dell'idrogeno nei settori *hard-to-abate* come industria e trasporti.

- **Supporto allo sviluppo delle infrastrutture:** il piano di sviluppo delle infrastrutture, elemento chiave per la sua diffusione dell'idrogeno, previsto dal REPowerEU richiede investimenti compresi tra 28 e 38 miliardi di euro per i gasdotti e di 6-11 miliardi per gli stoccaggi. Per raggiungere il *target* di import di 10 milioni di tonnellate all'anno di idrogeno rinnovabile, la Commissione supporterà inoltre la creazione di 3 corridoi logistici: uno nel Mediterraneo, uno nel Mare del Nord e, non appena sarà possibile, uno attraverso l'Ucraina. Tra le altre misure previste c'è poi l'aumento degli investimenti di Horizon Europe, con ulteriori 200 milioni di euro destinati alla *Clean Hydrogen Partnership* (la ex *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking*) per raddoppiare il numero di future *Hydrogen Valleys* europee, e la pubblicazione in tempi rapidi di due Atti Delegati relativi alla classificazione e alla produzione di idrogeno rinnovabile.

IDROGENO VERDE: SI POTRANNO FARE I PPA

Nonostante la fiducia riposta dalla Commissione nell'idrogeno verde come fonte di emancipazione sia dalla dipendenza dalla Russia che dalle fonti fossili, gli stringenti criteri per la classificazione dell'idrogeno come idrogeno verde vengono solo parzialmente rilassati.

La Commissione Europea ha infatti diffuso la proposta di un [Atto Delegato](#) relativo all'idrogeno verde per sottoporlo a un processo di consultazione pubblica, che durerà fino al 17 giugno.

La proposta riguarda i combustibili rinnovabili di origine non biologica (di cui l'idrogeno fa parte) e definisce i criteri per cui l'idrogeno può essere qualificato come rinnovabile, nel contesto di un suo impiego come combustibile per i trasporti, al fine di stimolare la decarbonizzazione di tale settore.

All'interno della proposta viene fornita la definizione di idrogeno rinnovabile, che viene inteso come idrogeno derivante solo da fonti di energia rinnovabili diverse dalla biomassa.

L'atto delegato identifica due categorie, a seconda che l'elettrolizzatore (impianto di produzione dell'idrogeno) sia connesso direttamente all'impianto di energia rinnovabile oppure che sia collegato alla rete elettrica. Per ciascuna categoria sono indicati i criteri da rispettare per poter considerare l'elettricità e, di conseguenza, l'idrogeno come rinnovabili.

1. Elettrolizzatore e impianto rinnovabile collegati direttamente

In linea con quanto già espresso nell'articolo 27 della Direttiva 2018/2001, per poter considerare rinnovabile l'elettricità utilizzata per produrre l'idrogeno:

- l'impianto rinnovabile deve essere connesso direttamente all'impianto di produzione dell'idrogeno
- l'impianto di energia rinnovabile deve essere entrato in funzione al massimo 36 mesi prima rispetto all'impianto di elettrolisi che produce l'idrogeno o il relativo combustibile rinnovabile di origine non biologica
- l'impianto di energia rinnovabile non deve essere connesso alla rete, oppure l'impianto è collegato ma un sistema di misurazione intelligente è in grado di determinare che l'elettricità utilizzata nel processo di elettrolisi non proviene dalla rete.

2. Elettrolizzatore collegato alla rete elettrica

Per considerare l'elettricità prelevata dalla rete come completamente rinnovabile, sono state identificate due principali casistiche.

- Nel caso in cui l'impianto di elettrolisi sia collocato all'interno di una bidding zone in cui le rinnovabili generano oltre il 90% della produzione totale, l'idrogeno può essere considerato rinnovabile, per un *load factor* massimo pari a quello delle rinnovabili stesse.
- Nel secondo caso, l'elettricità prelevata dalla rete può essere considerata rinnovabile se vengono effettuati uno o più accordi di PPA (*power purchase agreement*) con operatori che producono energia rinnovabile.

Gli impianti rinnovabili oggetto del PPA devono comunque essere entrati in funzione al massimo 36 mesi prima rispetto all'impianto di produzione di idrogeno. Al fine di dimostrare

che la produzione e il consumo avvengono contemporaneamente, i produttori di idrogeno dovrebbero dimostrare che la produzione di idrogeno rinnovabile avviene nella stessa ora della produzione di elettricità rinnovabile, o che l'elettricità rinnovabile sia stata immagazzinata localmente e venga poi effettivamente utilizzata. Infine, l'atto delegato stabilisce che gli elettrolizzatori e gli impianti per le energie rinnovabili dovranno essere ubicati nelle stesse zone di offerta, oppure in una zona di offerta *offshore* adiacente o in una zona di offerta vicina con prezzi di mercato del giorno prima uguali o superiori.

FINALMENTE ARRIVA L'ESENZIONE DAGLI ONERI DI RETE

Il [DL 36/2022](#), enuncia alcune disposizioni in materia di produzione e consumo di idrogeno. L'articolo 23 stabilisce che il consumo di elettricità proveniente da fonti rinnovabili in impianti per la produzione da idrogeno verde non è soggetto al pagamento degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, il tutto senza comportare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Il vettore inoltre non sarà sottoposto ad accisa, con l'eccezione dell'utilizzo come carburante in motori termici.

PNRR E ATTUAZIONE: PARTONO I BANDI

Le iniziative sull'idrogeno in Italia proseguono in linea con le politiche europee e con le linee guida previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). La missione che promuove gli investimenti per la diffusione del vettore energetico è la numero due, in particolare all'interno della seconda componente (M2C2).

Le principali novità riguardano la produzione e la ricerca e sviluppo, oggetto delle proposte del Ministero della Transizione Ecologica (MITE) che, con la pubblicazione di un avviso invita i soggetti coinvolti a manifestare interesse, come nel caso dell'avviso rivolto alle regioni per la produzione di idrogeno in aree industriali dismesse, o a presentare progetti, come nel caso di *Green Ports* ([Newsletter 263](#)). L'iter per ottenere i finanziamenti stanziati dal PNRR parte con la partecipazione ai bandi indetti dal MITE oppure da altri enti pubblici, come le regioni e le Autorità di Sistema Portuale, come nel caso di *Green Ports*.

La **tabella 1** riassume le principali iniziative del MITE per conferire i fondi del PNRR destinati all'idrogeno.

TABELLA 1. FONDI PNRR DESTINATI ALL'IDROGENO

Missione PNRR	Investimento	Ambito	Descrizione	Fondi (milioni/€)	Ministero competente	Provvedimento	Stato	Competenza bandi
2	3.1	Produzione	Produzione in aree industriali dismesse	500	MITE	Avviso pubblico MITE	In attesa di pubblicazione bandi	Regioni
2	5.2		250 milioni per progetti IPCEI e 200 per altri progetti	450	MITE	Annuncio del MITE	In attesa di pubblicazione decreto	MITE
2	3.5	Ricerca e sviluppo	Bando per enti di ricerca e università	20	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE
2	3.5		Bando per imprese	30	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE
2	3.5		Accordo con Enea	110	MITE	Decreto 23/12/2021	Accordo siglato	
3	1.1	Progetto integrato	Green ports	270	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE e Adsp

Elaborazioni MBS Consulting

L'ITALIA PUNTA ALLA CREAZIONE DI UNA FILIERA NAZIONALE DELL'IDROGENO VERDE.

Il decreto di attuazione dell'investimento 5.2 del PNRR (in fase di consultazione presso la Corte dei Conti), prevede lo stanziamento di 450 milioni di euro per finanziare progetti di sviluppo della filiera tecnologica (elettrolizzatori e componentistica) dell'idrogeno verde. Il decreto ripartisce le risorse del PNRR tra le diverse linee progettuali individuate per la realizzazione di impianti per la produzione di elettrolizzatori. L'obiettivo è infatti quello di realizzare entro giugno 2026 una filiera tutta italiana con stabilimenti che producano elettrolizzatori e componenti associati, per una potenza complessiva annua di almeno 1 GW, che consentirà di soddisfare la domanda di idrogeno verde. Dei 450 milioni complessivi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, il Decreto assegna 250 milioni a progetti IPCEI (Importanti Progetti di Comune Interesse Europeo) per la realizzazione di impianti per la produzione di elettrolizzatori e 200 milioni ad ulteriori progetti che saranno selezionati attraverso avvisi pubblici di prossima pubblicazione, finalizzati alla realizzazione sia di ulteriori impianti per la produzione di elettrolizzatori, sia di impianti per la produzione di componenti a servizio degli elettrolizzatori stessi.

STANZIATI FONDI PER LA RICERCA E SVILUPPO DI TECNOLOGIE E PROTOTIPI A IDROGENO

Il MITE ha definito come verranno assegnati i 160 milioni di euro che il PNRR stanza per la ricerca sull'idrogeno, destinandone 110 all'ENEA, con cui è stato formalizzato un accordo di programma, e 50 a progetti di ricerca sia di enti pubblici che di imprese private.

Sono stati, quindi, pubblicati due bandi: [uno di 30 milioni di euro](#) per progetti di ricerca sviluppati dalle imprese private, [un altro di 20 milioni di euro](#) per progetti di organismi di ricerca pubblici (enti e università). Le proposte ammissibili devono riguardare:

- produzione di idrogeno verde
- tecnologie innovative per lo stoccaggio e il trasporto
- celle a combustibile per applicazioni stazionarie o di mobilità
- sistemi intelligenti per la gestione delle infrastrutture basate sull'idrogeno.

I finanziamenti vanno da un minimo di 2 milioni di euro a un massimo di 4 milioni. I progetti presentati da soggetti pubblici sono finanziati al 100%, mentre quelli privati dal 25% all'80%, a seconda della tipologia di progetto e della dimensione dell'impresa. Il 16 maggio 2022 è stato il termine entro il quale i soggetti interessati hanno potuto presentare le loro proposte e il MITE ha informato che sono stati oltre 90 le proposte progettuali presentate.

Lo stesso Ministero ha poi formalizzato l'[accordo di programma con l'ENEA](#) sempre in tema di ricerca sull'idrogeno, per un valore massimo di 110 milioni di euro. L'accordo destina una quota delle risorse ai soggetti attuatori esterni di cui l'agenzia si avverrà per la realizzazione di parte delle attività previste dal programma: 20 milioni di euro per il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) e 15 milioni di euro per Ricerca sul Sistema Energetico (RSE S.p.A). Le attività di ricerca e sviluppo affidate all'ENEA, che verranno dettagliate nel Piano Operativo di Ricerca (POR), sono incentrate sulle aree tematiche descritte precedentemente.

IDROGENO E RICONVERSIONE DELLE AREE INDUSTRIALI DISMESSE

Lo scorso 27 gennaio, il MITE ha pubblicato un [avviso pubblico](#) con lo scopo di individuare le Regioni e le Province autonome interessate ad avviare nei propri territori una procedura di selezione per il finanziamento di progetti di investimento in centri per la creazione di centri di produzione, distribuzione e impiego su scala locale di idrogeno, prodotto utilizzando unicamente fonti di energia rinnovabili (idrogeno verde), in aree industriali dismesse da riconvertire. I progetti vengono selezionati dalle Regioni e da loro candidati a ricevere i finanziamenti del PNRR.

Gli interventi ammissibili comprendono, oltre agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili asserviti alla produzione di idrogeno verde, eventuali sistemi di accumulo, elettrolizzatori o altre tecnologie per la produzione di idrogeno verde e relativi ausiliari necessari al processo produttivo e eventuali infrastrutture dedicate esclusivamente alla distribuzione di idrogeno verde, nonché impianti di stoccaggio dell'idrogeno verde. Per poter accedere ai finanziamenti, i progetti non devono avere ottenuto un finanziamento per gli stessi costi a valere su altri programmi e strumenti dell'Unione europea e non devono ledere il principio di non arrecare un danno significativo all'ambiente.

Le aree industriali dismesse, all'interno delle quali dovranno essere realizzati gli impianti di produzione, devono avere i seguenti requisiti:

- trovarsi su aree già destinate ad attività di tipo industriale
- essere nella disponibilità del proponente
- essere adatti a realizzare uno o più impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile di capacità adeguata al processo di produzione dell'idrogeno
- essere connessi alla rete elettrica, a risorse idriche adeguate alla produzione di idrogeno, alla rete del gas e alla rete stradale
- essere contigui o prossimi a un'area caratterizzata dalla presenza di industrie e/o altre utenze che possano esprimere una domanda di idrogeno.

Le Regioni possono allegare alle manifestazioni d'interesse "un documento di sintesi nel quale siano descritte sinteticamente le potenzialità, presenti nel relativo territorio, per la realizzazione di siti di produzione di idrogeno verde in aree industriali dismesse e di impiego su scala locale.

L'assegnazione delle risorse, il 50% delle quali dovrà comunque andare a favore delle Regioni del Mezzogiorno, avviene sulla base dei seguenti parametri:

- produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'energia elettrica totale consumata
- valore aggiunto nella produzione dell'industria manifatturiera
- popolazione

I progetti non dovranno essere ancora avviati alla data di presentazione delle manifestazioni d'interesse e venire ultimati entro il 31 dicembre 2025. Il MITE non ha ancora pubblicato il decreto che stabilisce quante risorse assegnare ad ogni regione, le quali sono incaricate di emanare i bandi una volta avuta la certezza di quando sia l'ammontare dei fondi disponibili. La presentazione e selezione degli interventi finanziabili dovrebbe avvenire entro luglio.

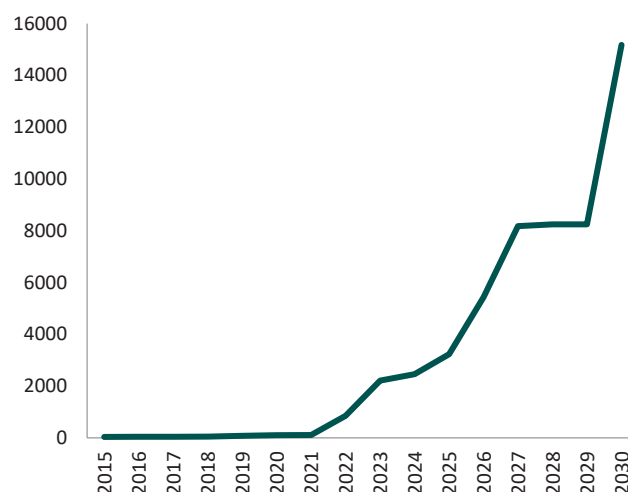
EVOLUZIONE DEI PROGETTI PILOTA IN EUROPA

MBS ha realizzato e aggiorna costantemente un data base riportante i progetti pilota relativi all'idrogeno in Europa, il loro stato di avanzamento, le fonti di finanziamento e la destinazione della produzione di idrogeno. Ne riportiamo di seguito un estratto.

In base ai progetti recensiti, entro il 2030 dovrebbero essere operativi almeno 15 GW di elettrolizzatori (**Figura 1**), pari al 37.5% dell'obiettivo totale di 40 GW definiti dalla strategia europea per l'idrogeno, che garantirebbero la produzione di dieci milioni di tonnellate di idrogeno.

Oltre il 75% dei progetti si trova in Germania, Olanda, Spagna, Regno Unito, Danimarca e Italia (**Figura**

FIGURA 1. POTENZA PREVISTA AL 2030 (GW)



Elaborazioni MBS Consulting

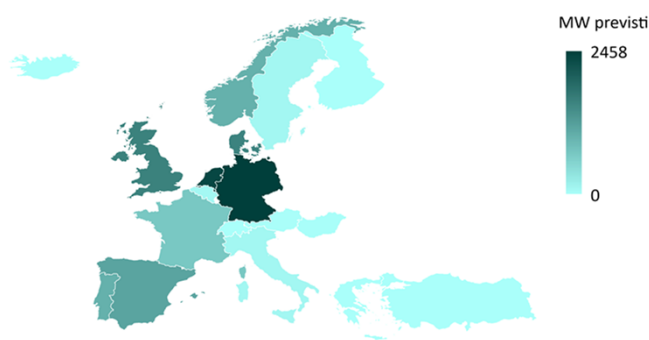
2). Se si prendono in considerazione la quantità di MW generati, Germania, Olanda e Regno Unito costituiscono oltre il 50% dell'intera capacità di elettrolisi, con i paesi del Nord Europa che hanno colto numerose opportunità offerte dai finanziamenti europei. La maggioranza dei progetti pilota (59% del totale) si concentra nel settore industriale (industria siderurgica, raffinerie, produzioni di cemento e ceramica, **Figura 3**). Una buona percentuale, circa il 21%, è costituita da progetti integrati che prevedono molteplici campi di applicazione. Molti di essi si trovano all'interno di vere e proprie *Hydrogen Valleys*, aree geografiche definite in cui sussistano le condizioni ideali per la nascita di un ecosistema integrato dell'idrogeno, che ricopra tutte le fasi della catena del valore del vettore energetico.

IL PANORAMA DELLE HYDROGEN VALLEYS

Le *Hydrogen Valleys* in Europa sono oltre trenta, distribuite principalmente in Spagna, Italia (con i progetti in Valcamonica, Abruzzo Umbria, Lazio e Trentino Alto-Adige), Germania, Francia e Olanda (**Figura 4**). I progetti che sono in corso o che sono in fase di implementazione, all'interno di tali aree, contribuiranno alla produzione di oltre un milione di tonnellate di idrogeno, pari al 12% dell'obiettivo fissato dal REPowerEU.

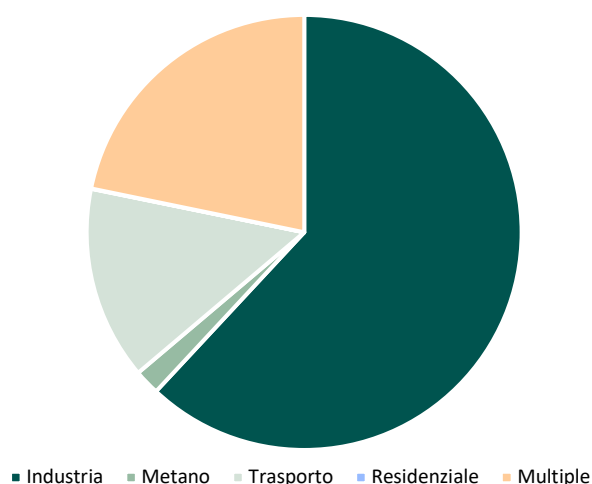
Il paesaggio dell'*Hydrogen Valley* è in crescita e i progetti al loro interno matureranno in modo significativo nel corso di questo decennio, grazie ai finanziamenti messi in campo dall'Unione Europea ([Newsletter 259-260](#)). Analizzando i progetti annunciati, si nota come essi tendano a crescere di dimensioni e di complessità, ad esempio in base ai volumi di produzione di idrogeno verde, con una crescita importante della partecipazione del settore privato. Mentre infatti nelle prime fasi i progetti erano perlopiù guidati da autorità pubbliche o iniziative di partenariato pubblico-privato, oggi oltre il 50% dei progetti di *Hydrogen Valleys* è guidato dal settore privato, in particolare da imprese operanti nei settori industriali, che vedono nell'idrogeno verde un'opportunità per decarbonizzare le proprie attività. La tipologia dei progetti varia a seconda della zona in cui si trovano, passando da progetti locali, su piccola scala e incentrati sulla mobilità a progetti di media-larga scala, incentrati sull'industria o sull'esportazione, principalmente collocati nel Nord-Europa. La vera sfida degli attuali progetti pilota non è solo quella specifica della decarbonizzazione delle attività locali, dell'industria e del trasporto, attraverso lo sfruttamento delle risorse rinnovabili della zona,

FIGURA 2. PROGETTI PILOTA IN EUROPA (MW)



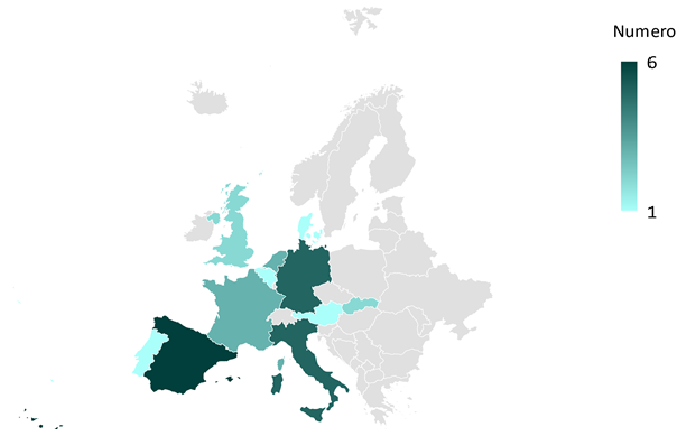
Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 3. APPLICAZIONI (MW)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 4. IL PANORAMA DELLE HYDROGEN VALLEYS



Elaborazioni MBS Consulting

ma soprattutto quella di rappresentare dei *business case* fattibili che colleghino la produzione competitiva dell'idrogeno con la disponibilità a pagare degli acquirenti. In questo senso, il sostegno pubblico sottoforma di incentivi o finanziamenti che colmino il *gap* tra la produzione e la successiva vendita per usi finali resta chiave.

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

MBS Consulting Practice Energy

Editore

MBS Consulting S.p.A.

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 89096061

E-mail: d.imperatori@mbsconsulting.it

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, 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 MBS Consulting. Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà MBS Consulting a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso. MBS Consulting 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 - www.mbsconsulting.com

MBS Consulting S.p.A.

Società diretta e coordinata da Cerved Group S.p.A.

via degli Olivetani 10/12
20123 Milano