

NEWSLETTER



n. 262 Febbraio 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO GAS NATURALE

Crisi Ucraina e dipendenza dalla Russia: dati e scenari

pag. 04

La riduzione della dipendenza dalla Russia non è affare semplice: nei prossimi mesi una riduzione o anche un azzeramento dei flussi renderebbe necessario il razionamento della domanda, anche ipotizzando la massimizzazione dell'import dalle fonti esistenti. Nel breve con alcuni sforzi la dipendenza potrebbe essere dimezzata. Nel più lungo periodo le politiche di decarbonizzazione offrono le prospettive più elevate, ma anche assumendo il pieno successo del programma Fit for 55, sarebbero necessari notevoli investimenti in infrastrutture esterne e interne del gas.

Mercato *small scale* ancora in crescita

pag. 12

Sempre più distributori, mezzi pesanti, imprese dotate di micro-depositi e reti isolate - soprattutto in Sardegna - sono alimentate a GNL, avendo a disposizione anche l'opzione rinnovabile del BIO-GNL anche se il settore marino rimane l'anello debole del settore. I prezzi attuali e gli scenari di breve non sono favorevoli al gas, ma difficilmente il processo di conversione dei consumi finali verso il gas liquido si potrà arrestare

02

MERCATO ELETTRICO

Capacity market: i dubbi sullo strike price

pag. 16

Lo strike price è disegnato in modo da riflettere il costo variabile di generazione dell'impianto meno efficiente; l'indicizzazione mensile tuttavia, in presenza di volatilità molto elevate come quelle recenti, comporta elevati rischi di disallineamento tra costi e remunerazione. Una maggiore granularità - settimanale o giornaliera - potrebbe ridurre questi rischi, mentre la pubblicazione anticipata eviterebbe facili errori di stima.

Timidi segnali di ripresa per le rinnovabili italiane

pag. 21

Bandi FER 1: aumenta la capacità rinnovabile aggiudicata, con lo snellimento delle procedure autorizzative che permette l'accesso a un numero maggiore di progetti. Installata la prima turbina eolica off-shore italiana.

Rinnovabili, crisi dei prezzi ed extra profitti

pag. 22

All'incirca la metà della capacità rinnovabile rischia di dover restituire la parte dei ricavi 2022 che eccederà i prezzi medi storici dell'energia elettrica del periodo 2010-2020. L'ammontare esatto sarà da calcolare impianto per impianto: un incubo amministrativo, che potrebbe minare il settore delle rinnovabili, soprattutto quelle a mercato, già vessato da incertezze autorizzative e costi in sensibile aumento.

01

A landscape photograph featuring a single, vibrant red tree standing on a green, rolling hill. The sky is filled with large, dramatic, grey and white clouds. The sun is visible as a bright spot behind the tree, creating a silhouette effect. The foreground shows the texture of the green field.

MERCATO

GAS NATURALE

Crisi Ucraina e dipendenza dalla Russia: dati e scenari

La riduzione della dipendenza dalla Russia non è affare semplice: nei prossimi mesi una riduzione o anche un azzeramento dei flussi renderebbe necessario il razionamento della domanda, anche ipotizzando la massimizzazione dell'import dalle fonti esistenti. Nel breve con alcuni sforzi la dipendenza potrebbe essere dimezzata. Nel più lungo periodo le politiche di decarbonizzazione offrono le prospettive più elevate, ma anche assumendo il pieno successo del programma Fit for 55, sarebbero necessari notevoli investimenti in infrastrutture esterne e interne del gas.

Gli avvenimenti degli ultimi giorni hanno aperto scenari finora impensati sia dal punto di vista degli equilibri geopolitici che per il mercato energetico, con il MiTE che sabato 26 febbraio ha dichiarato lo stato di pre-allarme per il sistema gas. Se fino a pochi giorni fa sull'avvio del Nord Stream 2 si pensava alla possibilità di un forte ritardo, una sua sospensione definitiva è ora un'ipotesi concreta, ma anche la completa interruzione delle forniture russe è uno scenario che comincia a essere contemplato, sia nell'ottica di breve termine come eventuale reazione della Russia alle sanzioni occidentali, sia in un'ottica di medio termine per accelerare un percorso di riduzione del peso delle forniture russe nell'approvvigionamento europeo.

L'Europa è sempre stata fortemente dipendente dall'approvvigionamento di gas russo, storicamente pari ad almeno un terzo delle forniture, e un'interruzione dei flussi dovrà essere compensata non soltanto da un incremento della produzione interna e delle importazioni di GNL, ma anche da altre fonti di energia, accelerando la transizione verso le rinnovabili e, nel breve termine, da nucleare e carbone.

IL GNL SOSTITUISCE SOLO PARZIALMENTE LE FORNITURE DALLA RUSSIA MENTRE LA DOMANDA AUMENTA E NEL 2021 SI CREANO LE CONDIZIONI PER LA TEMPESTA PERFETTA

Nonostante la riduzione degli ultimi anni, il peso delle forniture di gas dalla Russia resta il più alto del mix europeo, con circa 130 Bcm inviati nel 2021. Le importazioni di GNL sono raddoppiate rispetto al periodo 2017-2018, stabilizzandosi intorno ai 100 Bcm annui, ma con una forte variabilità stagionale legata alla domanda asiatica. La Norvegia è il secondo fornitore, con flussi stabili nell'intervallo 110-120 Bcm, mentre il Nord Africa ha finora rappresentato il fornitore marginale, con prezzi ancora fortemente

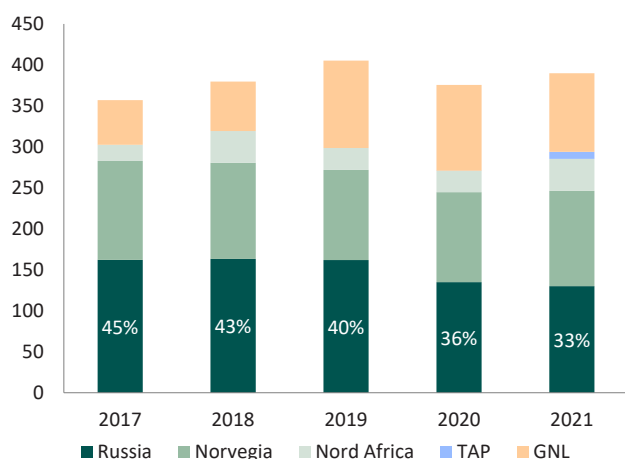
legati alle quotazioni del petrolio (mentre gli altri fornitori hanno via via adottato formule di indicizzazione con un peso maggiore dei prezzi *spot* degli *hub* del gas) e flussi che variano in risposta alle condizioni di mercato. Nel 2021 l'avvio del gasdotto TAP ha infine portato quasi 9 Bcm di gas proveniente dall'Azerbaijan.

Nella dinamica dell'offerta per il mercato europeo, si è inoltre inserita nel recente passato la forte riduzione della produzione europea, che nel 2017 era superiore ai 120 Bcm, nel 2021 si è ridotta a 80 Bcm, principalmente a seguito della progressiva uscita dal mercato dei volumi estratti a Groeningen, la principale riserva olandese che verrà di fatto chiusa entro il prossimo anno, mantenendo un'attività minima per essere disponibile in casi di emergenza.

La domanda europea di gas negli ultimi anni ha raggiunto i suoi valori massimi intorno ai 490 Bcm guidata dalla crescita dei consumi legati alla produzione di energia elettrica (ormai pari a circa un terzo del totale) e dai prelievi delle reti di distribuzione (poco meno del 40%). Il 2020 ha risentito dell'effetto della pandemia, ma nel 2021 la domanda è tornata sui livelli che l'hanno preceduta, in linea con il rimbalzo dell'economia.

In Italia i consumi di gas nel 2021 sono aumentati di circa l'8% rispetto al 2020, per un totale di 76.2 Bcm (rispetto ai quasi 71 Bcm dell'anno precedente). La crescita significativa dei consumi si è verificata in particolare durante il primo semestre del 2021, in linea con la ripresa dell'economia. Temperature invernali leggermente inferiori alla media stagionale hanno inoltre contribuito a sostenere i consumi nella parte finale dell'anno. Tutti i settori hanno registrato una crescita significativa nel corso del 2021. La domanda di gas del settore residenziale è aumentata dell'8% rispetto al 2020 (per un totale di quasi 34 Bcm), seguita dal settore termoelettrico (circa 29 Bcm, +7%), che ha dovuto compensare anche la limitata produzione idroelettrica derivante

FIGURA 1. IMPORTAZIONI UNIONE EUROPEA (Bcm)



Elaborazioni MBS Consulting

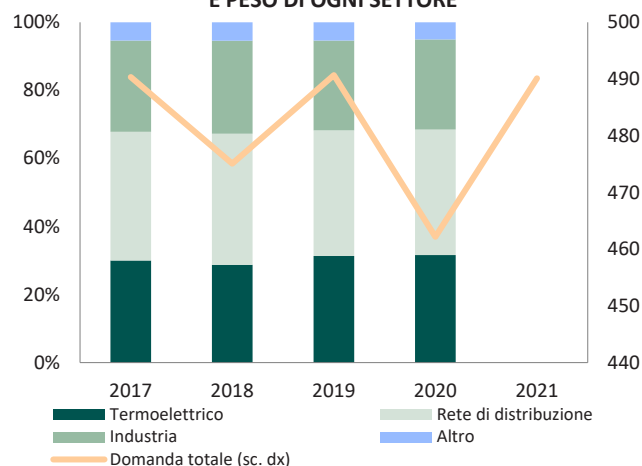
dal ridotto scioglimento del manto nevoso la scorsa primavera, e da quello industriale (14 Bcm, +6%).

Prendendo in considerazione gli ultimi tre anni, la domanda di gas relativa alle reti di distribuzione ha sempre costituito circa il 44% del consumo totale di gas. Il settore termoelettrico pesa per il 35% sul totale, mentre il settore dell'industria gasivora, collegata direttamente alla rete in alta pressione, il 19%.

Per quanto riguarda l'offerta, nel 2021 le importazioni totali sono aumentate del 9% rispetto a quelle del 2019 (pari a 71.6 Bcm, contro i quasi 66 Bcm del 2019), mentre la produzione nazionale è scesa del 18% rispetto al 2020 (per un totale di 3.1 Bcm di gas prodotti).

Questa la situazione generale ai punti di entrata nazionale connessi con l'estero nel corso del 2021:

- i flussi in ingresso dalla Russia presso l'*entry point* di Tarvisio (28.1 Bcm) hanno registrato una

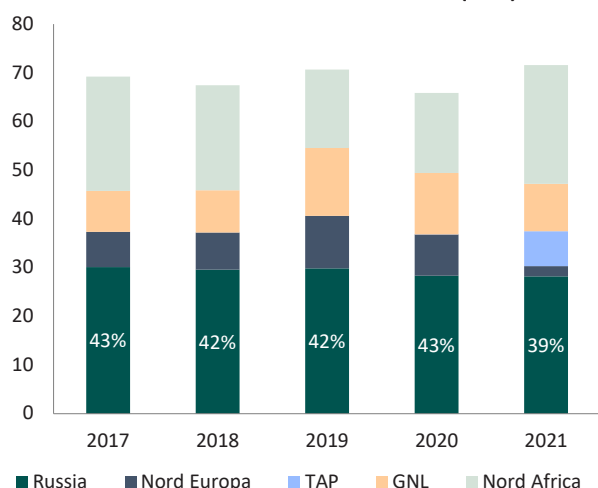
FIGURA 2. DOMANDA UNIONE EUROPEA (Bcm)
E PESO DI OGNI SETTORE

Elaborazioni MBS Consulting

leggera diminuzione rispetto al 2020 (28.3 Bcm), ma si confermano comunque la fonte principale di importazioni via *pipeline* nel bilancio complessivo italiano (circa 40% del mercato nazionale)

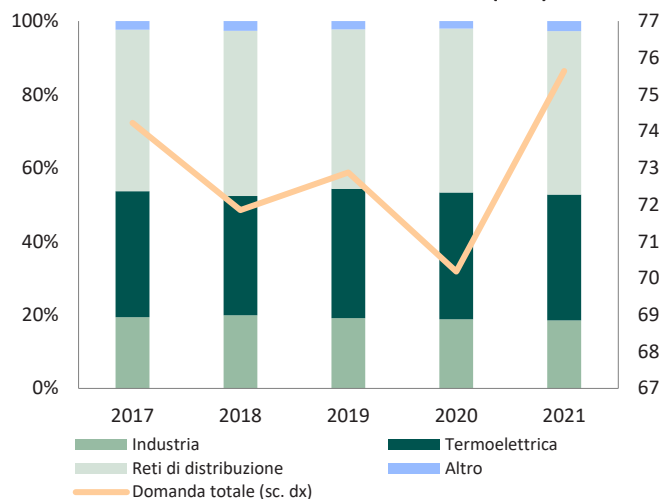
- l'approvvigionamento di gas si è concentrato anche nelle aree del Mediterraneo, con un forte aumento dei flussi in arrivo dall'Algeria a Mazara del Vallo, che hanno visto un aumento del 76% rispetto al 2020 (oltre 21 Bcm nel 2021, contro 12 Bcm nel 2020). Nel complesso, i flussi provenienti dal Nord Africa hanno rappresentato oltre il 30% delle importazioni totali
- da inizio 2021 sono transitati quasi 9 Bcm via TAP, che costituiscono circa il 10% delle importazioni totali
- le importazioni dal Nord Europa si sono ridotte di 2 Bcm (-76% rispetto al 2020), principalmente a seguito di interruzioni tecniche della produzione norvegese

FIGURA 3. IMPORTAZIONI IN ITALIA (Bcm)

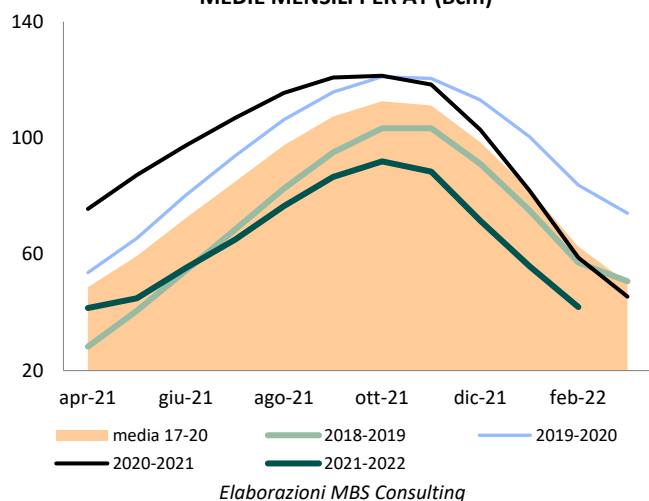
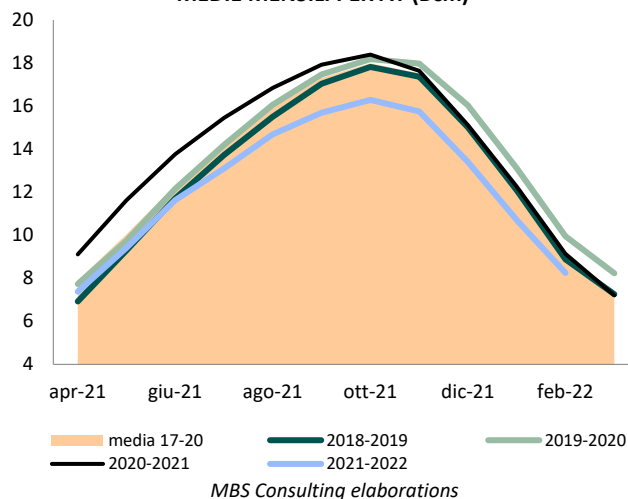


Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 4. DOMANDA STORICA ITALIA (Bcm)



Elaborazioni MBS Consulting

**FIGURA 5. SCORTE GAS EUROPA
MEDIE MENSILI PER AT (Bcm)****FIGURA 6. SCORTE GAS ITALIA
MEDIE MENSILI PER AT (Bcm)**

- le importazioni di GNL hanno registrato un calo del 22% rispetto al 2020, con un totale di circa 10 Bcm

La ripresa della domanda post COVID-19 si è combinata con la progressiva contrazione dei flussi dalla Russia e con la ridotta disponibilità di GNL (rispetto al 2019-2020) legata al forte aumento della domanda asiatica. Nonostante l'aumento dei flussi dal Nord Africa (+50%) gli stoccaggi europei sono stati riempiti molto meno che nella norma e a fine 2021 mancavano circa 20 Bcm rispetto all'anno precedente. Il deficit rispetto ai livelli dell'anno scorso si è leggermente ridotto tra dicembre e febbraio grazie a prelievi meno intensi, ma resta comunque significativo.

In Italia la stagione di erogazione 2021 è iniziata con un riempimento pari al 90% di quello di ottobre 2020, corrispondenti a quasi 2 Bcm in meno di gas stoccato. Nel periodo invernale lo stoccaggio è stato usato meno dell'anno precedente e il deficit si è progressivamente

ridotto. Considerando che l'anno scorso a marzo lo stoccaggio è stato utilizzato intensamente (1.2 Bcm erogati) per via di temperature al di sotto della media storica, in condizioni climatiche normali e senza ulteriori riduzioni delle importazioni, si può attendere un livello a fine marzo solo leggermente inferiore a quello dello scorso anno.

DINAMICHE DI INIZIO 2022

Rispetto alla forte riduzione dei flussi in arrivo in Europa dalla Russia registrata a gennaio, il mese di febbraio ha visto un recupero (+20% su base mensile), che lascia comunque il contributo dell'import dalla Russia oltre il 30% al di sotto rispetto a febbraio 2021 e oltre il 40% rispetto a febbraio 2020. In febbraio il gasdotto di Yamal ha continuato a operare in modalità inversa, a accensione delle giornate del 24 e 25 febbraio (in corrispondenza dell'avvio delle operazioni militari), mentre i flussi in arrivo attraverso

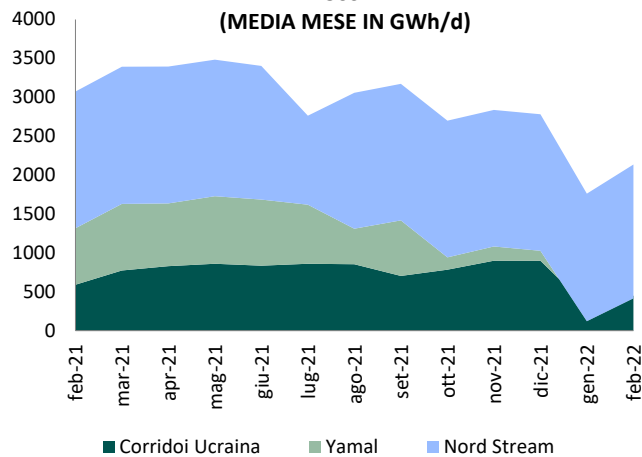
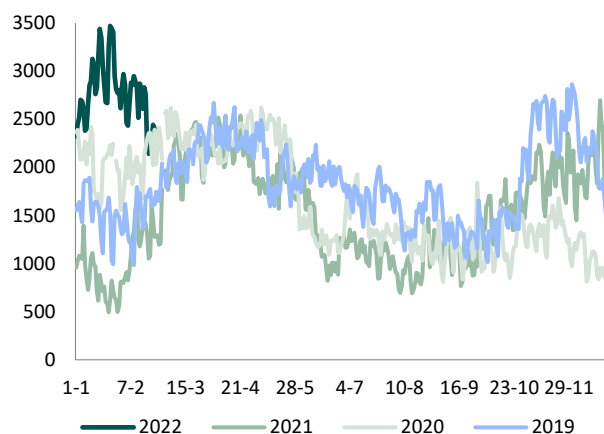
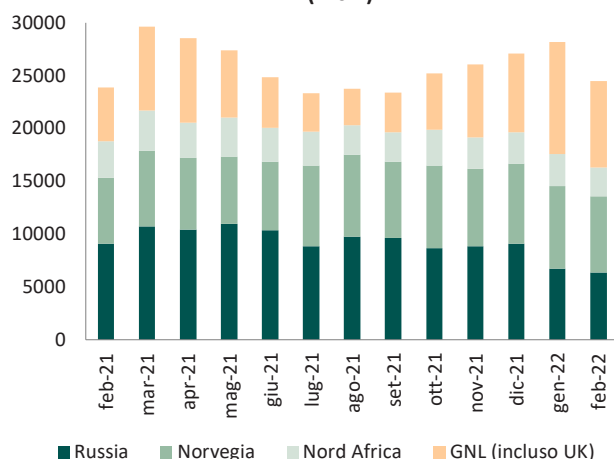
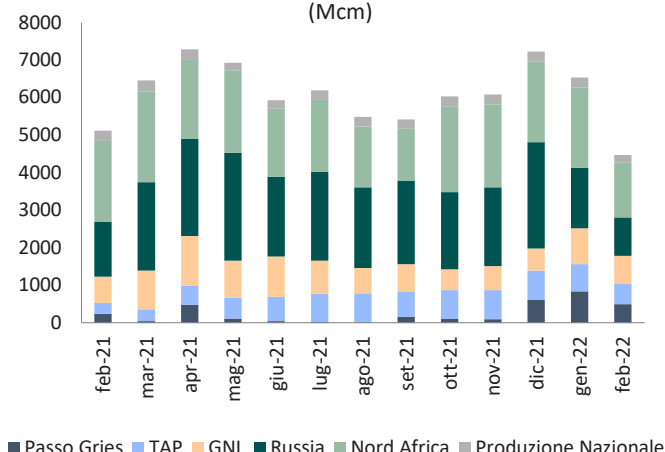
**FIGURA 7. IMPORT UNIONE EUROPEA DALLA
RUSSIA
(MEDIA MESE IN GWh/d)****FIGURA 8. ARRIVI DI GNL UNIONE EUROPEA
ANDAMENTO STAGIONALE (GWh/d)**

FIGURA 9. MIX IMPORT DI GAS UNIONE EUROPEA (Mcm)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 10. MIX IMPORT DI GAS IN ITALIA (Mcm)



Elaborazioni MBS Consulting

l'Ucraina in Europa sono aumentati di oltre il 40% rispetto a gennaio. Dal 24 febbraio anche gli arrivi attraverso la rotta ucraina sono aumentati in modo significativo (sostanzialmente il doppio della media del resto del mese).

Sull'import europeo il gas, di provenienza russa, oggi pesa poco più del 25%. Il peso del GNL a gennaio e febbraio è stato in media superiore al 35% rispetto a una media 2020-2021 di poco superiore al 20%. Nonostante la riduzione delle importazioni dalla Russia, il totale delle importazioni europee di gas all'inizio di quest'anno (dal 1-gen al 25-feb) è stato superiore sia a quello di inizio 2021 che a quello di inizio 2020, rispettivamente del 9.5% e del 1.7%.

La dinamica osservata in questi mesi a livello europeo ha riguardato similmente anche i flussi verso l'Italia. L'entry di Tarvisio ha registrato una netta riduzione rispetto allo stesso periodo degli anni precedenti, soprattutto a gennaio, quando i flussi sono stati del 13% inferiori a quelli di gennaio 2020. Tale riduzione è stata compensata in parte dall'aumento del GNL (+70% anno su anno), ma soprattutto dai volumi in arrivo a Passo Gries, più che triplicati, e del TAP, raddoppiato, che un anno fa ha avviato le importazioni e ormai importa a massima capacità.

SCENARI FUTURI

Ipotizzando che la Russia continui a garantire le forniture di gas, ma al ritmo ridotto degli ultimi mesi, che rispecchia probabilmente il mero adempimento agli obblighi contrattuali di lungo periodo della Russia ([Newsletter 261](#)) le importazioni potrebbero ridursi di quasi il 20% (-25 Bcm) rispetto all'anno scorso.

Per garantire la copertura della domanda, dato il livello ridotto degli stoccaggi, che negli ultimi mesi hanno compensato le ridotte consegne, sarebbero necessari, a livello europeo, circa 40 Bcm aggiuntivi rispetto ai livelli di import attuali.

Lato offerta possono contribuire a compensare la riduzione dei flussi dalla Russia:

- l'attesa crescita degli arrivi di GNL è confermata sia dai *trend* recenti che dalle dichiarazioni di USA e altri paesi: l'aumento di 15-20 Bcm di GNL rispetto al 2021, riportandoci ai velli 2020, con un import totale di 110-115 Bcm, può essere considerato plausibile considerando che la capacità di liquefazione mondiale è in aumento e la crescita della domanda cinese dovrebbe decelerare nel 2022
- il massimo utilizzo della capacità del TAP (10 Bcm), il cui utilizzo sta gradualmente aumentando
- l'incremento dei volumi provenienti dalla Norvegia fino al massimo del 2017: questo potrebbe garantire ulteriori importazioni per 5-10 Bcm.
- l'aumento della produzione di Groeningen (di più difficile realizzazione, ma da non escludere in considerazione dello stato di emergenza): il campo di produzione Groeningen, il più grande in Europa fino a qualche anno fa, sta per essere chiuso a causa dei micro-terremoti che si sono verificati negli ultimi anni a causa del suo graduale svuotamento; la produzione prevista per l'anno termico 2021 è inferiore ai 4 Bcm (contro i circa 8 dell'anno passato), ma il piano originale di *phase-out*, prima che il tribunale olandese imponesse una chiusura più veloce, prevedeva una produzione di

12-14 Bcm: se quindi il governo olandese decidesse di tornare al piano di riduzione iniziale, ci sarebbe margine per un aumento della produzione rispetto al 20-21 rispettivamente di oltre 6 e 4 Bcm; un seppur parziale ritorno della produzione olandese potrebbe contribuire alla modulazione nel periodo invernale compensando in parte un eventuale scarsità delle scorte.

Da sola, quindi, la massimizzazione delle importazioni nella situazione data non consentirebbe di recuperare i 40 Bcm che servono per avere scorte ai livelli di sicurezza, ma ci esporrebbe anche per il 2022/2023 a prezzi del gas molto elevati.

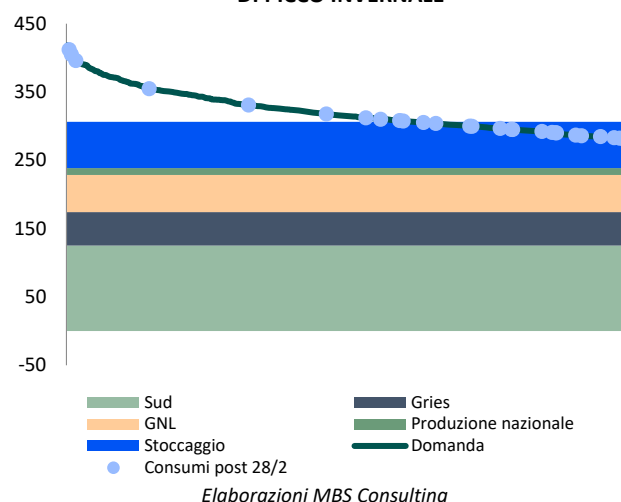
Misure mirate a contenere la domanda di gas del settore termoelettrico, in aggiunta a quelle riguardanti la produzione, aiuterebbero a chiudere il *gap*. Si pensa quindi a:

- incrementare la produzione elettrica da parte degli impianti alimentati a carbone in temporanea sostituzione a quelli alimentati a gas: l'elevato prezzo del gas ha già consentito lo *switch* nel *merit order* e quindi la contrazione della domanda termoelettrica sarà una risposta di mercato; un ulteriore margine sembra però esistere e potrebbe portare a un risparmio di gas di 25 Bcm. Supponendo di mantenere operativa l'intera capacità a carbone attiva nel 2021 in Europa e Regno Unito (circa 134 GW, contro i 121 GW contati a inizio 2022 dopo la chiusura di diversi impianti) e supponendo un funzionamento ottimistico di 4.000 ore equivalenti (un funzionamento di poco superiore a quello registrato negli anni 2017 e 2018, quando lo *switching* tra gas e carbone era debole, e corrispondente a circa 1.000 ore equivalenti in più rispetto ai risultati 2021), la produzione termoelettrica a gas potrebbe ridursi rispetto al 2021 di circa 135 TWh
- aumentare la capacità nucleare in paesi in cui recentemente alcuni impianti sono stati spenti: è il caso della Germania, che a fine 2021 ha messo in dismissione circa 4 GW di capacità nucleare (si tratta degli impianti di Grohnde, Gundremmingen, Brokdorf): questi impianti, che tra il 2018 e il 2021 hanno prodotto complessivamente circa 30 TWh all'anno di energia elettrica, dovrebbero poter essere rimessi in funzione nel giro di qualche mese. Supponendo che questi impianti siano in grado di tornare a operare agli stessi livelli del recente passato, l'impatto in termini di gas naturale risparmiato ai fini della produzione di elettricità

potrebbe essere di quasi 5 Bcm.

Lo spazio di riduzione della domanda del settore termoelettrico, da verificare in base all'effettiva utilizzabilità degli impianti, su cui è probabile che gravino vincoli ambientali, di permessi e di approvvigionamento delle materie prime (non essendone stato previsto il funzionamento), sembra comunque rilevante e nell'ordine dei 30 Bcm. Lo scenario di flussi ridotti, in cui la Russia si limita a consegnare le quantità previste nei contratti *long term* senza ricorso a forniture *spot*, garantendo forniture per 100-120 Bcm, sembra quindi sostenibile soltanto ricorrendo sia alla massimizzazione dell'import che al razionamento della domanda per il termoelettrico. Uno scenario ancora più drastico di riduzione completa dei flussi dalla Russia avrebbe, pertanto, impatti diretti sulla sicurezza delle forniture anche se nel breve, andando verso la stagione calda, potrebbe, se pur a fatica e ricorrendo a tutte le misure viste nello scenario precedente, essere assorbito. Un'interruzione totale e protratta nel tempo delle forniture dalla Russia renderebbe, infatti, alquanto difficoltoso il riempimento delle scorte: per esempio in Italia, anche ipotizzando la piena disponibilità di GNL, TAP e flussi sostenuti in arrivo a Mazara e Gela, per raggiungere il livello di riempimento degli stoccaggi di ottobre 2021, tra l'altro uno dei minimi storici, la domanda tra aprile e ottobre dovrebbe comunque ridursi di circa il 6% (2 Bcm) rispetto alla media degli ultimi 5 anni. L'eventuale perdurare di una completa interruzione dei flussi da Tarvisio nella stagione invernale sarebbe peraltro insostenibile anche avendo la disponibilità di stoccaggi nella

FIGURA 11. CAPACITÀ DI TRASPORTO E DOMANDA DI PICCO INVERNALE



norma.

Non è una sorpresa che sabato 26 febbraio il MITE abbia dichiarato lo stato di pre-allarme¹ per il sistema gas, il primo dei tre livelli di crisi previsto dal Piano di Emergenza del sistema gas italiano², nonostante, come indicato dallo stesso ministero, il livello delle forniture sia attualmente adeguato a coprire la domanda interna. Il MITE sottolinea che *“il livello di pericolosità della minaccia alle forniture è sensibilmente maggiore rispetto a quanto previsto nelle analisi di rischio svolte in passato in ottemperanza del Regolamento UE 2017/1938, da cui derivano gli attuali piani di azione preventiva e di emergenza”*.

I tre livelli di crisi previsti dal Piano di Emergenza sono: pre-allarme, allarme ed emergenza. Questi livelli vengono attivati in base a determinate situazioni che mettano a rischio la copertura della domanda gas. Solo nello stato di emergenza è previsto che possano essere attivate delle soluzioni non di mercato che intervengono sia sull'offerta, cercando di aumentare le iniezioni in rete, sia sulla domanda, limitando i prelievi dalla rete.

I possibili interventi sull'offerta sono:

- il servizio di *peak shaving* offerto dagli stoccaggi di GNL (non attivato questo anno per lasciare liberi gli impianti di rigassificazione di operare, e sostituito dall'interrompibilità gas, che vale 12 Mmc/g per 12 giorni)
- l'utilizzo dello stoccaggio strategico (4.6 Bmc soggetti a vincoli non ben dichiarati di estrazione)
- la richiesta di utilizzo completo da parte degli operatori della capacità di importazione prenotata, imponendo agli importatori una clausola *use it or lose it*
- misure volte ad aumentare l'import attraverso gasdotti che collegano direttamente la rete italiana di trasporto a Stati non appartenenti all'Unione Europea o attraverso terminali di rigassificazione, anche con opzioni contrattuali per consegne differite
- richiesta di attivazione delle misure di cooperazione o solidarietà da parte di altri Stati dell'Unione Europea.

Tra le misure per contenere i prelievi troviamo:

- regole per il dispacciamento dell'energia elettrica che limitino l'uso della produzione a gas di energia

non necessaria alla domanda del sistema italiano

- l'attivazione dell'interrompibilità tecnica dei soggetti che utilizzano gas naturale per fini industriali
- la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali
- la definizione di nuove soglie di temperatura e orari per il riscaldamento residenziale.

Le misure del Piano di Emergenza sono pensate per contrastare picchi di domanda o in caso di riduzione delle forniture rispetto al normale, o a fine stagione quando il contributo degli stoccaggi è basso e eventuali picchi di domanda possono faticare a essere soddisfatti. Nel caso in cui l'invasione russa dell'Ucraina dovesse portare a un'interruzione delle forniture e a un azzeramento dei flussi in entrata a Tarvisio, considerando l'utilizzo effettivo della capacità e l'erogazione dello stoccaggio attesa per l'inizio di marzo, le misure emergenziali del Piano devono essere preservate per contrastare il caso di condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli come Burian del 2018, che aveva aumentato la domanda settimanale del 40%. In ogni caso andrebbero comunque attivate misure più strutturali come quelle elencate sopra.

CRISI UCRAINA E CARO ENERGIA: UNA CALL TO ACTION PER L'UNIONE EUROPEA

L'attuale crisi sommata al periodo di caro-energia degli ultimi mesi dovrebbe accelerare le mosse dell'Unione Europea per ridurre nel medio termine la propria dipendenza economica dal gas russo.

La principale via dovrebbe essere quella di intervenire sulla domanda, riducendola in primis con interventi di efficienza a cui affiancare lo sviluppo di rinnovabili elettriche accelerandone lo sviluppo nei prossimi anni. Secondo i piani della Commissione europea che accompagnano il *Green Deal*, per arrivare alla completa decarbonizzazione al 2050 la crescita delle fonti rinnovabili, in particolare quelle elettriche ma non solo, dovrebbe consentire una riduzione della domanda gas del 15-20% al 2030, quindi una riduzione di 70-90 Bcm (assumendo che anche UK adotti politiche allineate). Per raggiungere questi livelli di risparmio è necessario che i Piani Nazionali (per ora allineati ai *target* previsti nel 2018) vengano prontamente rivisti e che le politiche di decarbonizzazione e efficientamento corrispondenti

¹ https://www.snam.it/it/trasporto/dialoga-con-noi/news/2022/20220226_Stato-preallarme.html

² https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PE_2019_agg_30_settembre_2020.pdf

vengano immediatamente attuate. La maggior parte di questi risparmi non potrà che essere realizzata dopo il 2025.

Sugli approvvigionamenti, nuove infrastrutture di importazione di recente sono state rallentate perché richiedono tempi di realizzazione e periodi di ammortamento che rischiano di non coincidere con la *road map* di decarbonizzazione.

Nella lista dei *Project of Common Interest* (PCI) le nuove infrastrutture di importazione sono tre³:

- *Baltic pipe line* che collegherà la Norvegia alla Polonia passando per Danimarca e Svezia. Il gasdotto è ormai ultimato e si attende la partenza a ottobre 2022 con una capacità di 10 Bcm/anno
- il rigassificatore di Gdansk, sempre in Polonia, atteso per il 2028, non ancora in FID
- il gasdotto East-Med per collegare i maxi giacimenti scoperti al largo di Cipro e Israele con la Grecia e il suo proseguimento verso l'Italia, il gasdotto Poseidon, anche questo senza FID, per 8 Bcm.

L'espansione dell'interconnessione tra Spagna e Francia permetterebbe un maggiore sfruttamento della capacità di rigassificazione attualmente esistente. Buona parte della capacità (pari a circa 60 Bmc) è concentrata nella penisola iberica (che ha una domanda di 35 Bcm), ma la capacità di interconnessione con la Francia raggiunge un massimo di 21 Mmc/g (6 Bmc), insufficienti a indirizzare verso il resto d'Europa l'eventuale surplus di gas legato a un funzionamento a pieno regime di tutta la capacità presente nella penisola.

Tuttavia il regolatore energetico francese (CRE) e la commissione nazionale spagnola per mercati e concorrenza (CNMC) hanno respinto il progetto proposto da Enagas e Terega, controllata francese di Snam, adducendo come motivazione un rapporto costi-benefici del progetto non soddisfacente. L'infrastruttura, del costo di 3 miliardi di euro, aveva l'obiettivo di raddoppiare la capacità di interconnessione tra i due paesi.

Per quanto riguarda il Nord Africa, Italia, Spagna e Portogallo potrebbero cercare di aumentare i volumi attualmente contrattualizzati con l'Algeria che ammontano a meno di 15 Bcm/anno per l'Italia e a circa 12 Bcm per la penisola iberica.

Nell'ottica della limitata disponibilità di interconnessione tra Spagna e Francia potrebbe

inoltre essere più efficiente a livello europeo dirottare parte dei volumi verso l'Italia, che potrebbe poi esportarli verso il Nord Europa potendo contare su una maggiore capacità di flusso.

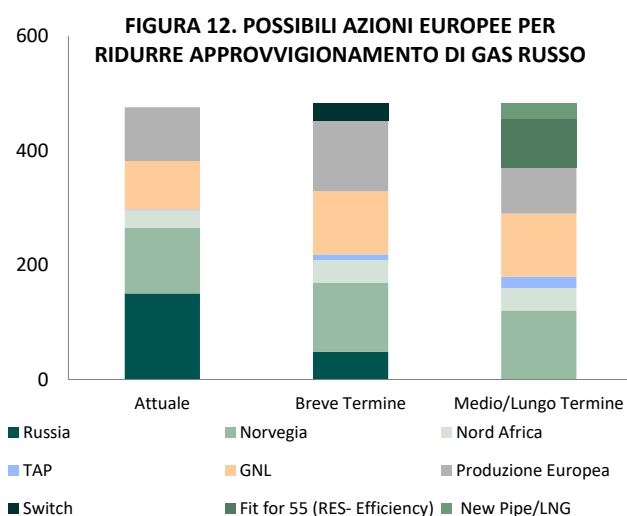
Il raddoppio del TAP, realizzabile in cinque anni⁴, potrebbe portare ulteriori 10 Bcm di gas azero.

Per il pieno sfruttamento di un incremento dei flussi in arrivo in Italia da Nord Africa e Azerbaijan, sarebbe necessario velocizzare il rinforzo della linea adriatica per il trasporto da Sud a Nord e il contro flusso verso i paesi europei, e non è escluso che ulteriori interventi siano necessari per rendere possibile il trasporto interno all'Europa del gas naturale nel nuovo equilibrio senza la Russia.

Il contributo di nuova produzione interna, disponibile su orizzonti di tempo probabilmente più lunghi data l'assenza di investimenti in prospezioni negli ultimi anni, sembra marginale (per l'Italia al massimo per 1, 2 Bmc anno).

Un aumento sostanziale della capacità di importazione, comunque inferiore ai volumi importati oggi dalla Russia (circa 130 Bcm) richiederebbe tempi lunghi (3-5 anni al minimo) e ingenti investimenti. Ulteriori impianti di rigassificazione, anche con il ricorso di *floating storage* e unità di rigassificazione (FSRU) già esistenti e trasportabili in Europa, potrebbero essere disponibile in più breve tempo, ma a condizioni da verificare.

Per riuscire a ridurre la storica dipendenza dell'Europa dall'approvvigionamento di gas proveniente dalla Russia si renderebbe quindi necessaria la messa in campo di misure straordinarie nel breve termine e



Elaborazioni MBS Consulting

³ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf

⁴ <https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=361770>

di importanti investimenti nel medio-lungo periodo. Per far fronte nell'immediato allo stato di emergenza sarebbero quindi necessari:

- la massimizzazione dell'import dalle fonti esistenti e della produzione nazionale con il riavvio di Groeningen, che potrebbe diminuire la dipendenza dalla Russia di circa 70 Bcm
- lo *switch* da gas a carbone e nucleare nella produzione termoelettrica, che potrebbe portare a una riduzione la domanda di massimo 30 Bcm

Tutte queste misure potrebbero ridurre notevolmente la dipendenza dalla Russia limitando le importazioni a circa la metà di quelle oggi contrattualizzate.

Naturalmente in questo caso andrebbero rivisti gli accordi di lungo termine, operazione commerciale non semplice.

In un'ottica strategica di più lungo periodo, oltre al mantenimento dei livelli attuali delle importazioni dalla Norvegia (che pure richiederebbero investimenti dato l'attuale programma di progressiva riduzione) il contributo maggiore potrebbe venire dalle politiche di decarbonizzazione. Anche in questo caso, non volendo protrarre la soluzione della riaccensione delle centrali nucleari e carbone, nuove infrastrutture di importazione via *pipelines* o GNL sarebbero necessarie per almeno 25-30 Bcm.

Mercato *small scale* ancora in crescita

Sempre più distributori, mezzi pesanti, imprese dotate di micro-depositi e reti isolate - soprattutto in Sardegna - sono alimentate a GNL, avendo a disposizione anche l'opzione rinnovabile del BIO-GNL anche se il settore marino rimane l'anello debole del settore. I prezzi attuali e gli scenari di breve non sono favorevoli al gas, ma difficilmente il processo di conversione dei consumi finali verso il gas liquido si potrà arrestare.

Il 2021 può essere ricordato come un nuovo anno fondamentale per l'evoluzione del mercato degli usi finali del GNL: Innanzitutto perché sono finalmente entrati in operatività 2 depositi costieri, a Oristano (di Higas) e a Ravenna (su iniziativa di Edison), con capacità rispettivamente di 9 kmc (3.8 kt) e 20 kmc (8.5 kt). Si supera così, dopo diversi anni di attesa, il *gap* infrastrutturale che ha da un lato ritardato la metanizzazione della Sardegna, dall'altro ha costretto gli operatori del mercato a utilizzare la catena logistica che prevede il caricamento di autocisterne criogeniche presso i terminali di Marsiglia, dovendo affrontare un viaggio stradale transfrontaliero che spesso ha causato ritardi e complessità di approvvigionamento. Le possibilità di approvvigionamento sono così più diversificate. Rispetto ai terminali di Marsiglia, tuttavia, i depositi costieri non si trovano presso terminali che ricevono il GNL dalle navi provenienti dai paesi produttori, ma devono invece essere alimentati da navi *small scale* che sono caricate ai terminali stessi. L'assenza di navi metaniere operative nel Mediterraneo ha contribuito, negli anni scorsi, a ritardare la crescita del mercato. Tuttavia, anche per questa fase della filiera, nel 2021 ci sono stati rilevanti avanzamenti: entrambi i depositi realizzati in Italia hanno una nave dedicata, rispettivamente da 7.5 kmc e 30 kmc; nel Mediterraneo continua a operare anche la Avenir Aspiration, mentre la Total Gas Vitality offre bunkeraggio a Marsiglia e la Avenir Accolade ha operato nel 2021 in modo *spot*, essendo poi stata dirottata verso altri mercati.

Dopo KrK, dove a inizio 2021 è entrato in operatività un terminale che, sebbene dedicato prevalentemente al mercato *big scale*, ha effettuato il carico della prima nave *small scale* destinata al deposito di Oristano, dimostrando di avere a disposizione anche l'opzione *small scale*, a breve anche i terminali di Livorno (operato da OLT) e quello di Revithoussa, nei pressi di Atene, in Grecia (operato da DESFA, il TSO del gas greco), dovrebbero offrire servizi *small scale* ai terminali. A OLT è prevista anche la possibilità, molto

attesa dagli operatori, di effettuare liquefazione virtuale, opzione che consentirà l'accesso al mercato *small scale* anche agli operatori che non sono operativi sul mercato internazionale del GNL *big scale*, a patto che abbiano a disposizione gas in rete.

Nonostante il forte aumento dei prezzi del gas negli ultimi mesi dell'anno, la domanda finale continua a crescere. Secondo le stime dello [SSLNG Watch](#), che realizza le uniche statistiche sul settore, non è presente alcuna rilevazione ufficiale, la richiesta ha superato le 180.000 tonnellate annue (+43%). Questo valore risulta solo leggermente inferiore alle attese: mentre la pandemia nel 2020 aveva ridotto i volumi del 25% rispetto alle attese, l'aumento dei prezzi ha limitato la crescita del 15% rispetto al potenziale stimato,

Come già in passato, la crescita del settore è guidata prevalentemente dai consumi del trasporto pesante. I distributori stradali che abbiamo censito sono 121, di cui 28 nuovi - a cui se ne aggiungono 12 di CNG non connessi alla rete - localizzati principalmente nel Centro Italia con tre aggiunte anche nel Sud. In particolare, sono 3 i nuovi impianti operativi nel Lazio ed è stato definitivamente aperto al pubblico l'impianto di distribuzione di Lamezia Terme, il primo in Calabria, contribuendo così a riequilibrare leggermente il *gap* del Sud Italia, comunque ancora molto penalizzato. Le province italiane che presentano il maggior numero di distributori sono: Perugia, Verona e Bergamo (7 ciascuna), Ancona e Venezia (6 ciascuna), Torino, Piacenza e Napoli (5 ciascuna), Brescia (4).

Naturalmente non bastano i distributori: per la crescita della domanda servono i clienti finali. Nonostante la leggera diminuzione di fine anno, le immatricolazioni di veicoli pesanti alimentati a GNL nel 2021 hanno ripreso sui ritmi pre-pandemici. Da giugno a dicembre sono stati immatricolati 353 camion alimentati a gas naturale liquefatto, rispetto agli oltre 600 immatricolati nel primo semestre. Tuttavia, nel complesso vi è una crescita

FIGURA 1. CRESCITA CUMULATA DEI DISTRIBUTORI DI GNL IN ITALIA (Numero)

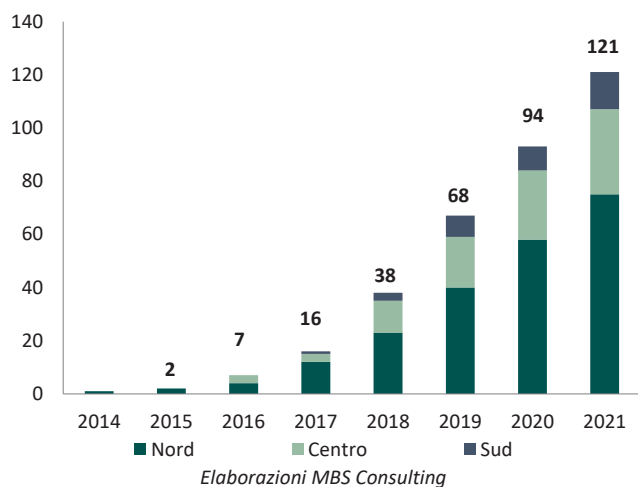
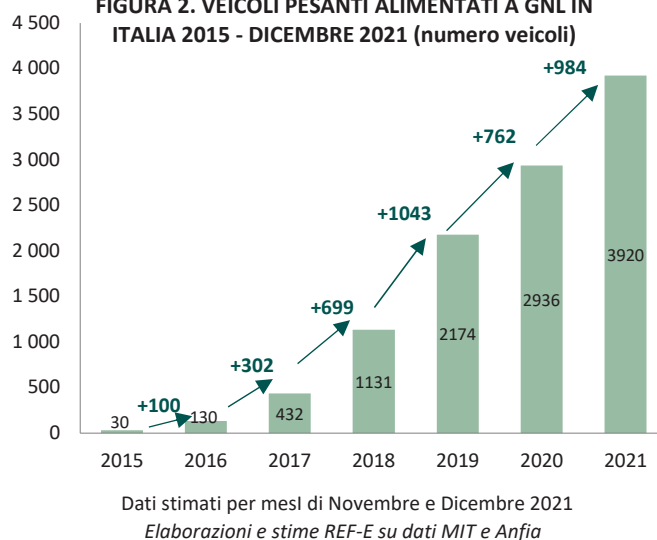


FIGURA 2. VEICOLI PESANTI ALIMENTATI A GNL IN ITALIA 2015 - DICEMBRE 2021 (numero veicoli)



positiva rispetto al 2020, con un incremento delle immatricolazioni pari a circa il 30%, per un totale di quasi 4.000 veicoli immatricolati, a cui vanno aggiunti i veicoli circolanti in Italia immatricolati all'estero.

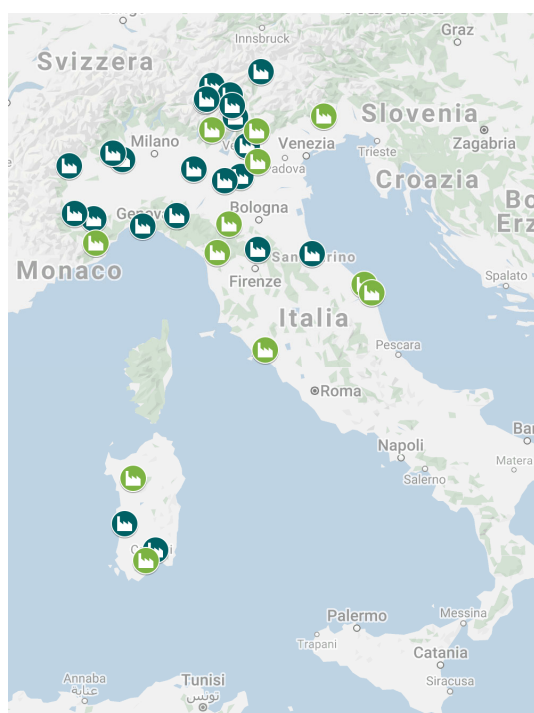
La crescita delle infrastrutture si confronta, tuttavia, con una situazione di mercato difficile. L'aumento dei prezzi del gas e del GNL sui mercati internazionali, non seguito da una particolare crescita dei prodotti petroliferi che sono sì aumentati, ma a ritmi meno vertiginosi del gas, ha inficiato negli ultimi mesi la competitività del GNL. Il *gap* negativo di competitività è particolarmente severo negli ultimi mesi, anche considerando che i prezzi alla pompa del GNL si

adeguano con un mese circa di ritardo rispetto ai prezzi all'ingrosso del GNL; i prezzi di gennaio 2022 hanno riflesso il picco storico del gas di dicembre 2021. La situazione sul mercato internazionale è ancora molto tesa mentre si scrive e l'andamento relativo delle quotazioni dei prodotti petroliferi e del GNL è imprevedibile. È tuttavia improbabile che questo periodo di difficoltà vada a minare le prospettive complessive per il settore, anche se la crescita del 2022 sarà, con tutta probabilità, rallentata rispetto a quella degli anni passati.

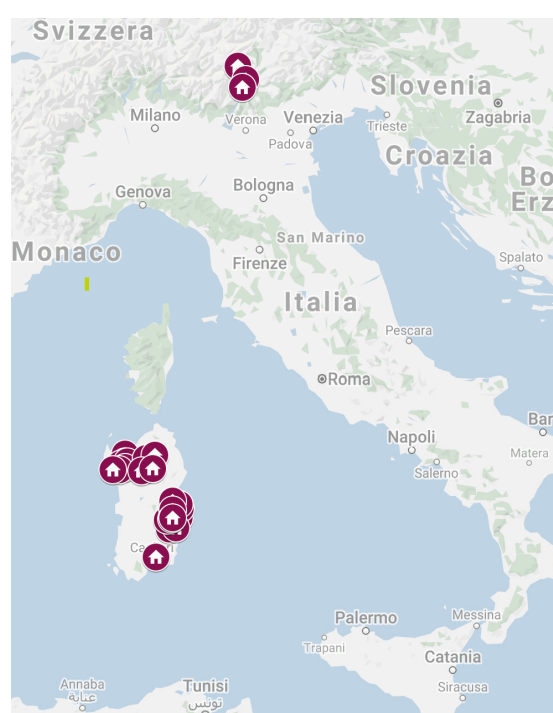
Il dato più rilevante per la crescita proviene, tuttavia, non tanto dal settore del trasporto pesante, come

FIGURA 3. MAPPA DEI DEPOSITI SATELLITE

PRESSO UTENZE INDUSTRIALI OFF-GRID



PRESSO RETI ISOLATE



Elaborazioni MBS Consulting

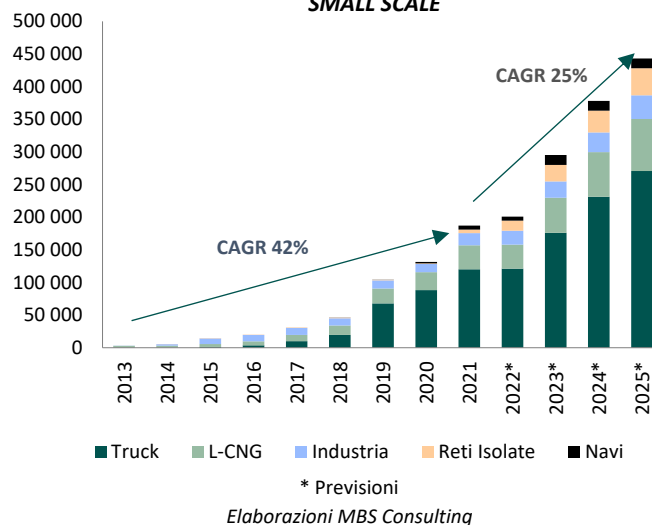
già detto da tempo avviato su un percorso di crescita a due cifre, ma piuttosto dalla ripresa vivace delle installazioni di micro-depositi presso le utenze industriali *off-grid* e presso le reti isolate, settori di domanda piuttosto stagnanti negli anni passati. La prima crescita è guidata prevalentemente da aziende nel Nord Italia, mentre la crescita delle reti isolate è guidata in modo rilevante dalla Sardegna, e ormai avviata definitivamente verso un percorso di metanizzazione delle reti cittadine.

La potenziale domanda di queste installazioni realizzate per lo più nel 2021, non è riflessa ancora nei dati, ma lascia sperare in un aumento della domanda finale anche per il difficile anno 2022.

Il settore marittimo rimane invece l'anello debole del mercato del GNL per usi finali italiani. Il settore è tra i più promettenti; grazie al rilevante contributo alla riduzione delle emissioni di zolfo, consentito dal passaggio dai prodotti petroliferi al GNL e alla difficoltà di decarbonizzare il bunkeraggio, soprattutto per le stazze più pesanti, è sempre più elevato il numero di navi alimentate a GNL. Si stima che nel mondo saranno più di 800 nel 2024 le navi alimentate a GNL, rispetto alle poco più di 300 in servizio a fine 2020. Tuttavia, nei tanti porti italiani si sono effettuate, per ora, solamente operazioni *spot*. Marsiglia, a differenza, sta diventando un *hub* per il bunkeraggio, grazie all'accordo di fornitura tra TotalEnergies Marketing Italia e MSC Crociere. Il bunkeraggio è promosso anche dal Fondo complementare al PNRR, che ha stanziato 40 milioni di euro per microdepositi e punti di rifornimento nei porti e 90 milioni per bettoline, oltre a 90 milioni per impianti di mini-liquefazione. I fondi saranno gestiti dalle Autorità portuali e assegnati tramite bandi che si svolgeranno, prevedibilmente, nei prossimi mesi. A questo si aggiungono i fondi, sempre stanziati dal PNRR, per la mobilità sostenibile, che hanno finanziato l'avvio di un progetto di acquisto di un traghetto ibrido per lo stretto di Messina da parte delle Ferrovie dello Stato. Ci sono anche iniziative private: Caronte&Tourist ha ordinato nuovi traghetti ibridi, oltre a quello già operativo nello stretto di Messina per i collegamenti con le isole Eolie, mentre la Moby dovrebbe inaugurare, nel 2023, il primo traghetto a GNL sulla tratta Livorno-Olbia. Anche su questo settore, quindi, l'avvio delle operazioni è atteso a breve.

Infine, ma non per importanza, un occhio va anche alle prospettive per il GNL rinnovabile. Le prospettive sono positive anche in questo caso: aumentano, infatti, le iniziative per l'offerta di bio-GNL,

FIGURA 4. CRESCITA ATTESA DEL MERCATO DEL GNL
SMALL SCALE



fondamentali per garantire la sostenibilità del settore del GNL *small scale* anche nel lungo periodo. Nel secondo semestre del 2021 sono diventati operativi due impianti di liquefazione, gestiti da Agroenergie Bergamasche a Martinengo e da SRT SpA a Novi Ligure. In totale sale a cinque il numero di impianti operativi, per una capacità totale di 7.560 t/a. In costruzione una decina di impianti per un totale di oltre 41 kt/anno. Numeri in deciso aumento che rimangono, però, limitati e sicuramente al di sotto dei potenziali. L'incertezza regolatoria continua a frenare questo settore: gli incentivi previsti dal PNRR dovrebbero sostituire quelli attuali, senza tuttavia prevedere maggiorazioni in caso di liquefazione del biometano.

Quello del GNL *small scale*, sebbene tuttora di nicchia, è uno dei pochi mercati dell'energia che ha mostrato negli ultimi anni una crescita vivace. La situazione attuale dei prezzi è destinata a rallentare la crescita, in che misura sarà più chiaro nei prossimi mesi, anche in relazione all'andamento dell'economia in generale. Le nostre previsioni rimangono, tuttavia, di una crescita importante nei prossimi anni, sia per il contributo alla decarbonizzazione sia per la riduzione di altre soluzioni inquinanti, ma anche per motivazioni economiche. Il GNL per usi finali è destinato a crescere, anche al netto del potenziale del settore navale, anche se dopo il 2025 non potrà che vedere un incremento.



02

MERCATO ELETTRICO

Capacity market: i dubbi sullo strike price

Lo strike price è disegnato in modo da riflettere il costo variabile di generazione dell'impianto meno efficiente; l'indicizzazione mensile, tuttavia, in presenza di volatilità molto elevate come quelle recenti, comporta elevati rischi di disallineamento tra costi e remunerazione. Una maggiore granularità - settimanale o giornaliera - potrebbe ridurre questi rischi, mentre la pubblicazione anticipata eviterebbe facili errori di stima.

Dall'avvio del mercato della capacità (c.d. *Capacity Market*) lo scorso mese, i risultati sui mercati *spot* dell'energia sono soggetti all'applicazione di un prezzo di esercizio (*strike price*), rappresentato dal costo variabile di generazione di un turbogas alimentato a gas naturale (considerata come la tecnologia di punta).

Per gli operatori contrattualizzati lo *strike price* rappresenta un prezzo soglia, superato il quale deve essere restituita a Terna la differenza tra i prezzi accettati o offerti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) o sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e lo *strike price* stesso.

Prevedere il valore dello *strike price* è fondamentale per definire la strategia di *bidding* nel mercato elettrico in tutte le sue fasi (MGP, MI, MSD e MB), rispettando al contempo le regole di offerta del *Capacity Market* e minimizzando il rischio restituzione.

La metodologia per il calcolo dello *strike price* è stata definita dall'ARERA nel 2019 ([Delibera 363/2019/R/eel](#)) in occasione delle prime aste del *Capacity Market* con periodo di consegna 2022-2023.

Lo scorso dicembre, l'ARERA ha rivisto i parametri economici per le nuove aste del *Capacity Market* con periodo di consegna al 2024, modificando al contempo anche alcuni dei criteri per la definizione del prezzo di esercizio ([Delibera 578/2021/R/eel](#)).

Lo *strike price* è dato dalla somma di 5 diverse componenti, ognuna delle quali definita da specifiche regole di calcolo (**Tabella 1**):

- componente a copertura dei costi sostenuti per l'approvvigionamento di gas naturale
- componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dello schema dell'*Emission Trading System* (ETS)
- componente a copertura dei costi di smaltimento dei residui della combustione, pari a 0.006 €/MWh
- componente a copertura degli oneri di dispacciamento, pari al maggior valore tra 3 €/MWh e il 2% della sommatoria delle componenti gas, emissioni e smaltimento
- componente a copertura di altri oneri e rischi, pari a 15 /MWh.

TABELLA 1. COMPONENTI PER IL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE

COMPONENTI STRIKE PRICE			
GAS NATURALE	Valore Gas naturale	Costo approvvigionamento gas ($C_{MEM,m}$)	Costi infrastrutturali (QT_{int})
			Costi Transfrontalieri (QT_{psv})
			Costi di approvvigionamento ($P_{FOR,m}$)
		Costi attività di approvvigionamento e dei relativi rischi (CCR) al netto dell'elemento pro-die	
	Differenza (se>0) tra ((0.278+0.01)-QTpsv)		
	Accise		
Integrazione per ridotta regolarità di funzionamento (Ign=0.05 €/Smc)			
EMISSIONI	Standard emissione *Peua		
SMALTIMENTO RIFIUTI	0.006 €/MWh		
ONERI DISPACCIAMENTO	Max valore (3 €/MWh; 2%*(Gas naturale+Emissioni+Smaltimento))		
ALTRI ONERI E RISCHI	15 €/MWh		

Elaborazioni MBS Consulting

LA COMPONENTE GAS NATURALE

La componente “gas naturale” è pari al prodotto tra il consumo specifico standard di gas naturale (340 Smc/MWh) e la somma di 3 componenti:

- valore standard del gas naturale inclusivo dei costi della materia prima, della logistica internazionale e della logistica nazionale
- accisa sul gas naturale per la produzione di energia elettrica, fissata a 0.00045 €/mc così come definito dal [Testo Unico Accise \(T.U.A.\)](#) aggiornato al 1 gennaio 2022
- Integrazione per ridotta regolarità di funzionamento (IGN), pari a 0.05 €/Smc.

VALORE STANDARD DEL GAS NATURALE

Il valore standard del gas naturale, in una situazione di “normalità”, ossia nelle ore in cui il Ministero non abbia dichiarato lo stato di emergenza, è pari alla somma tra:

- la componente a copertura dei costi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso (CMEM,m1), le cui modalità di calcolo sono definite dall'ARERA nell' Allegato A del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG) ([Delibera ARG/gas 64/09](#)). La CMEM,m² è costituita da:
 - (QTint) a copertura dei costi infrastrutturali sostenuti fino all'immissione del gas nella rete nazionale, pari a 0,43 €/GJ
 - (QTpsv) a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV, a partire dal 1 gennaio 2022, pari a 0,12 €/GJ
 - (PFOR,m) a copertura dei costi di approvvigionamento nel mese considerato, che sostituisce la componente PFOR,t ([Delibera 363/2019/R/eel](#)) che invece stima un costo su base trimestrale. Il PFOR,m è definito come la media aritmetica delle quotazione *forward* mensili OTC rilevate da ICIS-Heren presso l'hub TTF secondo la metodologia *assessment midpoint*, con riferimento al periodo compreso tra il 1° giorno e il 24° giorno del mese solare antecedente il mese m-esimo (inclusi gli estremi). Il valore fornito da ICIS-Heren si basa sulla rilevazione dei valori *mid* del gas al TTF

sulle piattaforme ICE e EEX alle 16.30, quando la liquidità tende a essere alta. L'orario è prossimo alla chiusura dei mercati, ma in situazioni di forte volatilità potrebbe avere uno scostamento anche significativo dal prezzo di chiusura. Una simulazione di calcolo dello *strike* per gennaio 2022, basato su sottostanti diversi dai riferimenti ICIS-Heren (come il prezzo di chiusura o il *mid* di giornata), mostra scostamenti dallo *strike price* finale che possono arrivare fino a 10-15 €/MWh.

Nelle ore in cui il sistema gas è dichiarato in stato di emergenza, l'ARERA stabilisce di considerare, al posto del PFOR,m, il maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto per mantenere la rete gas bilanciata ([Regolamento 312/2014 art. 22, c. 1](#)) e il prezzo di attivazione di ciascuna misura non di mercato necessaria ai fini del mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto ([c 5.4 del Testo Integrato di Bilanciamento - TIB](#)).

- La componente a copertura dei costi delle attività e dei relativi rischi connessi alle modalità di approvvigionamento del gas (CCR³), al netto del rischio pro-die relativo alle attuali modalità di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione ai clienti finali. L'ARERA pubblica il valore della CCR e le relative componenti entro il mese di marzo di ogni anno. Come fissato dalla [Delibera 133/2021/R/gas](#), il valore attualmente in vigore, valido fino al 31 marzo 2022, è pari a 0.89 €/GJ, da decurtare di 0.14 €/GJ attribuibili al rischio pro die.
- L'eventuale differenza positiva tra 0.0178 €/Smc (definito al punto 1 della [Delibera ARG/elt 175/08](#)) incrementato di 0.01 €/Smc e il valore dell'elemento (QTpsv) a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV.

Secondo le nostre stime, il valore della componente gas, per il mese di marzo, è pari a 323 €/MWh, circa il 5% inferiore al mese di febbraio (**Figura 1**).

LA COMPONENTE EMISSIONI

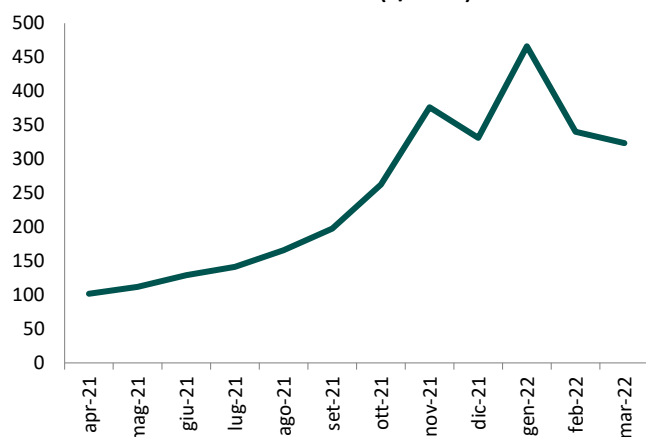
La seconda componente dello strike price è il costo associato alle quote di CO₂ che ciascun operatore, compreso nello schema dell'ETS, è obbligato a restituire annualmente. Secondo la metodologia definita dall'ARERA, la componente emissioni è pari al prodotto tra lo standard di emissione (0.7162 tCO₂/MWh) e il valore del parametro PEUA, considerando il

¹ Componente Costo Medio Efficiente del Mercato.

² A partire dal 31/12/2019 la componente QTMCV a copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile sono esclusi dal calcolo della CMEM,m.

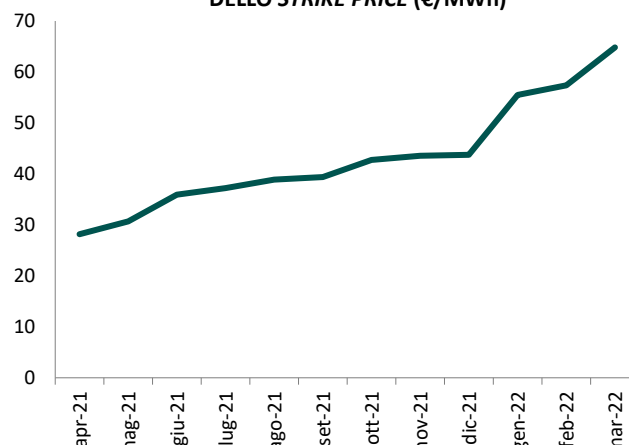
³ Componente a copertura dei rischi.

FIGURA 1. COMPONENTE GAS PER IL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting su dati ICIS-Heren e ARERA

FIGURA 2. COMPONENTE EMISSIONI PER IL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting su dati Reuters

periodo di osservazione tra il 21° giorno del secondo mese solare antecedente il mese m-esimo e il 20° giorno del mese solare antecedente il mese m-esimo (estremi inclusi). Il PEUA è calcolato come la media delle medie aritmetiche dei prezzi dei prodotti di chiusura giornalieri dei titoli EUA, complessivamente negoziati in ciascuno dei mercati di riferimento ([Delibera 424/2020/R/eel](#)), ponderata per i rispettivi volumi scambiati.

Per l'anno 2022, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo del PEUA sono:

- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *EUA spot*
- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *spot* in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma comune europea (mercato primario)
- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *spot* in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma tedesca (mercato primario)
- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *spot* in

esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma polacca (mercato primario)

- ICE - *ICE Endex*, contratto *EUA spot (daily future on EUA)* che ha sostituito - ICE - *ICE Futures Europe*, contratto *EUA spot (daily future)* ([Delibera 578/2021/R/eel](#)).

Secondo le nostre stime, il valore della componente emissioni, per il mese di marzo, è pari a 64.8 €/MWh, circa il 13% superiore rispetto al mese di gennaio (**Figura 2**).

VALORE FINALE COMPLESSIVO DELLO STRIKE PRICE

Il valore finale complessivo dello *strike price* stimato per il mese di marzo è pari a 411 €/MWh, circa il 2% inferiore rispetto a quello registrato nello scorso mese di febbraio. La forte volatilità delle *commodities*, registrata negli ultimi mesi, si è riflessa anche sullo *strike price*, comportando marcate variazioni da un mese all'altro (**Tabella 2**).

TABELLA 2. VALORE E VARIAZIONE MENSILE STRIKE PRICE

	GAS NATURALE (€/MWh)	EMISSIONI (€/MWh)	SMALTIMENTO RIFIUTI (€/MWh)	ONERI DISPACCIAMENTO (€/MWh)	ALTRI ONERI E RISCHI (€/MWh)	STRIKE PRICE (€/MWh)	VARIAZIONE % MENSILE (%)
apr-21	101.63	28.17	0.006	3.00	15	147.81	
mag-21	111.65	30.66	0.006	3.00	15	160.32	8%
giu-21	128.91	35.92	0.006	3.30	15	183.13	14%
lug-21	141.21	37.19	0.006	3.57	15	196.97	8%
ago-21	165.76	38.87	0.006	4.09	15	223.73	14%
set-21	197.47	39.36	0.006	4.74	15	256.57	15%
ott-21	262.26	42.73	0.006	6.10	15	326.09	27%
nov-21	376.16	43.53	0.006	8.39	15	443.09	36%
dic-21	331.18	43.72	0.006	7.50	15	397.40	-10%
gen-22	466.07	55.46	0.006	10.43	15	546.97	38%
feb-22	340.10	57.36	0.006	7.95	15	420.42	-23%
mar-22	323.41	64.82	0.006	7.76	15	411.00	-2%

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA, ICIS-Heren e Reuters

Considerando la complessità del calcolo e dell'elaborazione delle fonti dati sottostanti (**Tabella 1**), è essenziale, per gli operatori che partecipano al meccanismo del *Capacity Market*, conoscere l'esatto valore dello *strike price* in anticipo rispetto al mese di applicazione.

Una stima errata potrebbe, infatti, influire sulle strategie di *bidding* nel mercato elettrico, impattando sui ricavi che, data la regola del corrispettivo variabile, sono soggetti al rischio di restituzione⁴.

La pubblicazione dello *strike price* non è al momento prevista, non è infatti chiaro se tale valore sarà reso noto al momento della fatturazione del corrispettivo variabile da parte di Terna, che avverrà entro l'ultimo giorno del mese successivo a quello di competenza.

L'EFFETTO COMMODITY SULLO STRIKE PRICE

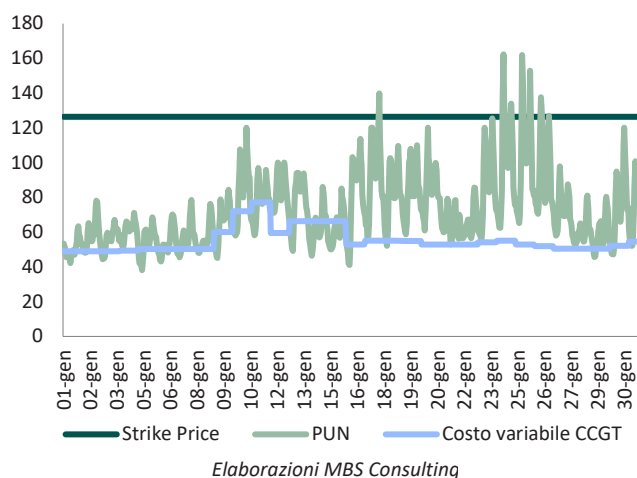
L'obiettivo del meccanismo di *strike price* è evitare che gli operatori che partecipano al *Capacity Market* ottengano delle sovra marginalità rispetto agli effettivi costi di generazione elettrica.

Per come è strutturata la formula, il raggiungimento di questo obiettivo è garantito dal fatto che lo *strike* rispecchia i costi di esercizio dalla tecnologia termoelettrica meno efficiente, identificata con un *peaker* alimentato a gas con un'efficienza del 30%, mentre i prezzi sui mercati sono fissati, generalmente, da impianti a ciclo combinato con un'efficienza intorno al 53%.

In condizione di prezzi delle *commodities* "normali", lo *strike price* dovrebbe risultare, quindi, superiore rispetto ai costi di generazione degli impianti che di regola fissano il prezzo elettrico sul mercato. Si possono, tuttavia, verificare situazioni particolari in cui questo non si verifica, come nei due seguenti esempi:

1. A gennaio 2017, l'indisponibilità di una parte del parco nucleare francese ha comportato una forte riduzione dell'import di energia elettrica. L'Italia si è trovata in una situazione di mercato "corto", quindi con un forte aumento del prezzo elettrico nazionale, ma con costi di generazione invariati. In questo caso, un meccanismo di *strike price* avrebbe limitato gli "extra-profitti" degli operatori (**Figura 3**).

FIGURA 3. STRIKE PRICE VS PUN E COSTI VARIABILI CCGT (53% DI EFFICIENZA) - DICEMBRE 2017 (€/MWh)



2. Al contrario, a dicembre dello scorso anno, l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica è dipeso dal significativo aumento dei prezzi delle *commodities*, in particolare del gas e, in misura inferiore, della CO₂, che hanno rispettivamente raggiunto picchi a 189 €/MWh (circa il 900% superiore rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente e il 113% più alto rispetto allo stesso giorno del mese precedente) e a 89 €/tonCo₂ (circa il 200% superiore rispetto al prezzo rilevato lo stesso giorno dell'anno precedente e il 48% superiore rispetto allo stesso giorno del mese precedente). In questo caso lo *strike price*, essendo indicizzato mensilmente⁵, non avrebbe incorporato l'estrema volatilità dei prezzi delle *commodities*, non rispecchiando quindi l'aumento dei costi di generazione.

Se, quindi, il *Capacity Market* fosse partito a dicembre dello scorso anno, gli operatori, per rispettare l'obbligo di offerta imposto dal meccanismo di capacità, sarebbero stati costretti a vendere energia elettrica a un prezzo inferiore al proprio costo di generazione. Lo *strike price* calcolato a fine novembre sarebbe, infatti, risultato inferiore ai costi variabili sostenuti nella seconda metà di dicembre dal ciclo combinato con un'efficienza del 53% (**Figura 4**).

Negli ultimi 4 anni, a eccezione del mese di gennaio 2017 e del mese di dicembre 2021, il valore dello *strike price* sarebbe sempre stato tale da coprire i costi di generazione degli impianti a ciclo combinato, con variazioni del prezzo del gas naturale e della CO₂

⁴ Il *Capacity Market* si sostanzia, di fatto, in un contratto di opzione in quanto l'operatore che in fase d'asta si è assicurato la sua partecipazione al meccanismo di Terna, offre la sua disponibilità a produrre energia elettrica in cambio di una remunerazione fissa, con l'obbligo di restituzione della differenza (se positiva) tra il prezzo offerto sui mercati elettrici (MGP, MI e MSD) e lo *strike price*.

⁵ Esso si basa sui prezzi registrati da due mesi prima fino al 20esimo del mese precedente rispetto a quello considerato nel caso della componente emissioni, e da 1 fino al 24 del mese precedente a quello considerato nel caso della componente gas.

FIGURA 4. STRIKE PRICE VS PUN E COSTI VARIABILI CCGT (53% DI EFFICENZA) NELLE ULTIME DUE SETTIMANE DI DICEMBRE 2021 (€/MWh)

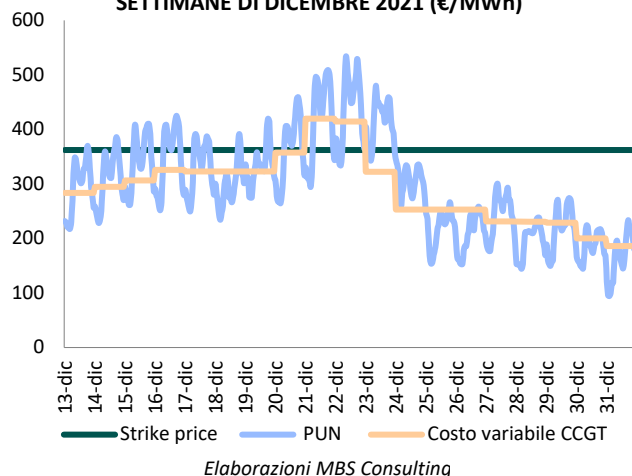
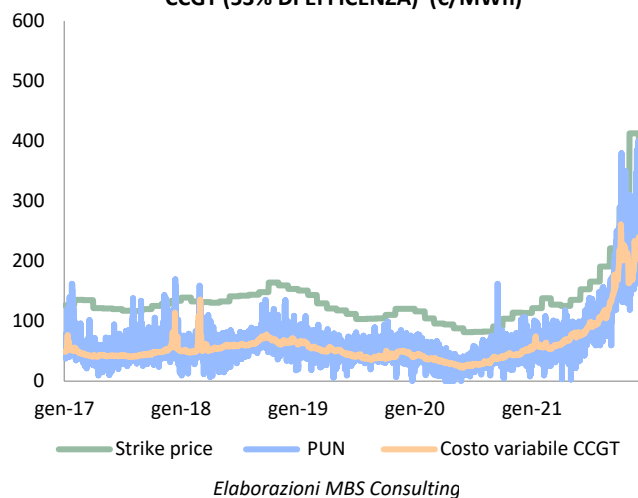


FIGURA 5. STRIKE PRICE VS PUN E COSTI VARIABILI CCGT (53% DI EFFICENZA) (€/MWh)



mediamente non superiori al 20% mese su mese.

Una variazione di circa 40 punti percentuali invece, come quella verificata a dicembre 2021, potrebbe generare un effetto distorsivo tale da non coprire neppure i costi variabili di generazione (**Figura 5**).

Al fine di evitare di incorrere in un tale rischio, gli operatori potrebbero attuare strategie di *hedging month-ahead*. Assicurandosi l'approvvigionamento del gas naturale a un prezzo fisso per un determinato periodo, potrebbero liberarsi dal rischio *strike price*, continuando, però, a essere soggetti al rischio volume.

Pur considerando il carattere di eccezionalità della fase corrente, non sono scongiurabili improvvise e forti oscillazioni dei prezzi delle *commodities*. Inoltre, terminata la situazione di emergenza, non si può neppure escludere che la volatilità di tali prezzi resti su livelli superiori a quelli storici. Uno *strike price* indicizzato non a livello mensile ma su base settimanale, o giornaliera, neutralizzerebbe il rischio per gli operatori di offrire capacità a un prezzo inferiore ai costi di generazione, preservando al contempo la funzione di limitare gli extra margini.

Timidi segnali di ripresa per le rinnovabili italiane

Bandi FER 1: aumenta la capacità rinnovabile aggiudicata, con lo snellimento delle procedure autorizzative che permette l'accesso a un numero maggiore di progetti. Installata la prima turbina eolica off-shore italiana.

PROSEGUONO I BANDI FER1

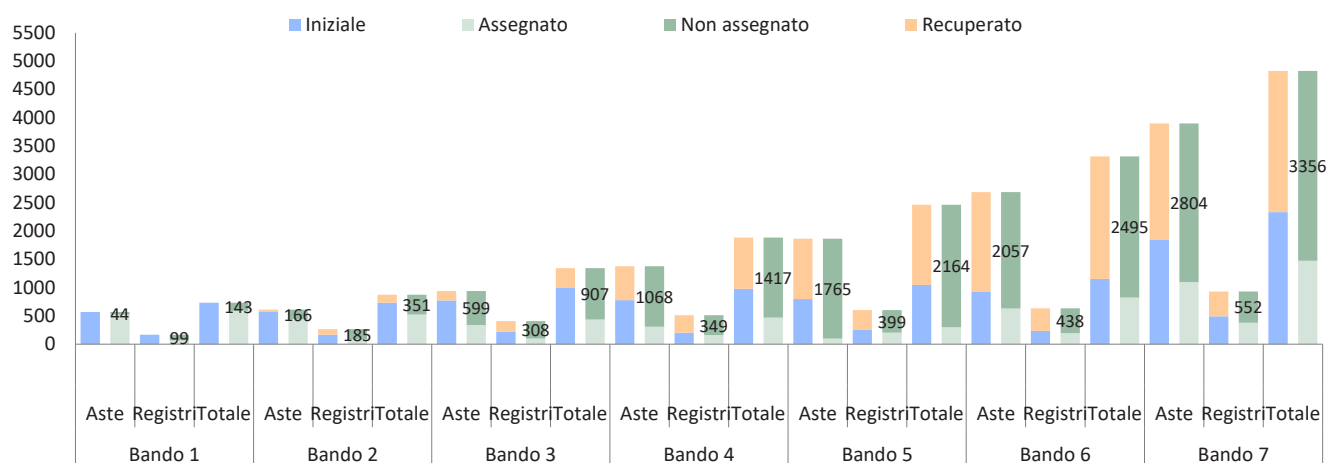
Si attesta a 1.5 GW circa il volume di capacità rinnovabile aggiudicata durante la settima procedura FER1, di cui GSE ha reso pubblici i risultati a fine di gennaio scorso. Un notevole miglioramento, che vede quasi raddoppiare le assegnazioni rispetto al penultimo bando, con gran parte delle richieste (74% delle assegnazioni) concentrate nella procedura ad asta. Un passo in avanti, probabilmente anche grazie allo snellimento delle procedure autorizzative e legato alle misure varate dal MiTE ([D.lgs 199/01](#)), ha permesso l'accesso a progetti precedentemente non abilitati. L'esito complessivo delle procedure FER1 rimane comunque al di sotto delle aspettative: dei circa 8 GW di contingente complessivo messo a disposizione durante le sette procedure competitive, poco meno del 60% è stato aggiudicato, ovvero circa 4.6 GW di nuova capacità rinnovabile, mentre restano da riallocare ancora 3.4 GW.

A tale scopo, il 31 gennaio scorso GSE ha aperto l'ottavo bando ed è prevista una nona gara, qualora non venisse assegnato il totale della potenza disponibile.

PRENDE FORMA IL PRIMO PARCO EOLICO OFF-SHORE ITALIANO

Dopo 14 anni di iter autorizzativo, la prima turbina eolica *off-shore* italiana è diventata realtà. Nel porto di Taranto è stata installata la prima di 10 pale eoliche previste dal progetto Beleolico di Renexia, per un totale di 30 MW complessivi che si stima potrebbero generare circa 60 GWh ogni anno grazie all'innovativa tecnologia che permette di catturare in maniera efficiente le correnti d'aria non troppo forti, caratteristiche delle aree prossime alla costa.

FIGURA 1. RISULTATI DEI PRIMI 7 BANDI DEL DECRETO FER1 - VOLUMI AGGREGATI (MW)



Elaborazioni MBS Consulting su dati pubblici GSE

Rinnovabili, crisi dei prezzi ed extra profitti

All'incirca la metà della capacità rinnovabile rischia di dover restituire la parte dei ricavi 2022 che eccederà i prezzi medi storici dell'energia elettrica del periodo 2010-2020. L'ammontare esatto sarà da calcolare impianto per impianto: un incubo amministrativo, che potrebbe minare il settore delle rinnovabili, soprattutto quelle a mercato, già vessato da incertezze autorizzative e costi in sensibile aumento.

Alla fine, dopo alcuni mesi di annunci e minacce, anche l'Italia, dopo la Spagna, ha adottato un meccanismo di parziale restituzione degli extra ricavi, limitato alla produzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'idea alla base del provvedimento è che le fonti rinnovabili, a fronte degli ingenti aumenti dei prezzi dell'energia elettrica, e quindi dei ricavi, non abbiano subito aumenti dei costi - legati prevalentemente ai costi fissi di installazione. Per questi impianti l'aumento dei prezzi si trasformerebbe, dunque, in un puro aumento di profittabilità.

Il provvedimento, approvato dal Consiglio dei Ministri del 21 gennaio, è stato pubblicato in [Gazzetta Ufficiale con il decreto-legge 4/2022](#) del 27 gennaio. Il Parlamento ha adesso 60 giorni per convertirlo in legge, potendo applicare dei correttivi che saranno validi solo dal momento dell'entrata in vigore.

A CHI SI APPLICA

Il meccanismo prevede la parziale restituzione dei ricavi per il periodo febbraio-dicembre 2022, per un set di impianti con le seguenti caratteristiche:

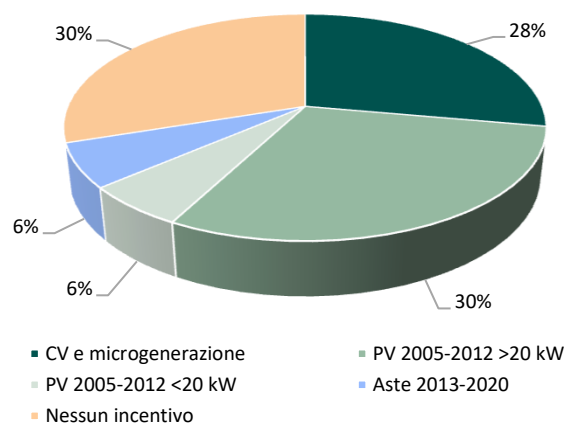
- impianti fotovoltaici con potenza installata superiore a 20 kW che hanno avuto accesso al conto energia
- impianti rinnovabili, sempre con potenza installata superiore a 20 kW, non incentivati, che hanno contratti di vendita a prezzo variabile, o a un prezzo fisso superiore del 10% rispetto al prezzo di mercato (si veda più avanti per la definizione del prezzo di mercato).

Il conto energia è stato un importante meccanismo incentivante in vigore, con varie edizioni, tra il 2005 e il 2012. Prevedeva la remunerazione, per ogni MWh prodotto, di una tariffa fissa, a premio rispetto al prezzo di mercato. Le tariffe fisse erano scese nel tempo in base all'andamento stimato dei costi. Tuttavia questo meccanismo, soprattutto nella seconda e terza edizione - per gli impianti entrati in funzione tra il 2010 e il 2012 - era risultato particolarmente generoso. Al 2020, il GSE censiva quasi 15 GW di impianti in questa categoria, pari al

30% circa della capacità totale rinnovabile, ma che assorbe più del 50% degli incentivi corrisposti.

Gli impianti rinnovabili non incentivati sono circa 15 GW, quasi tutti entrati in funzione prima del 2010, e per lo più idroelettrici. A questi si sommano i nuovi impianti, fotovoltaici o eolici, finanziati con il modello dei PPA. Difficile, se non impossibile, dire quali tra questi impianti stiano vendendo l'energia elettrica a prezzo fisso, e inferiore del 10% al prezzo medio di mercato (non rientrando quindi nel meccanismo) piuttosto che a prezzo variabile, con contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore del decreto. A definire regole dettagliate per il censimento dei contratti sarà ARERA, entro il mese prossimo. Il metodo non potrà che prevedere l'invio dei contratti di compravendita da parte degli operatori all'Autorità competente (prevedibilmente il GSE o ARERA stessa), con necessità di rivelare informazioni confidenziali. Già molti operatori si chiedono se e come potrà essere preso in considerazione l'eventuale ruolo di coperture finanziarie, che potrebbero aver stabilizzato i prezzi di vendita nonostante la presenza di contratti sul fisico a prezzo variabile. Le casistiche potrebbero essere infinite, ogni operatore avrà infatti presumibilmente studiato le sue strategie commerciali, non immaginando di dover renderne

FIGURA 1. QUOTA DI MW INSTALLATI PER SCHEMA DI INCENTIVAZIONE



Elaborazioni MBS Consulting su dati GSE

conto. Ad esempio possono esistere casistiche miste, con prezzi indicizzati con *collar*. La classificazione di tutte le situazioni potrebbe rivelarsi un compito non semplice per l'Autorità.

COME FUNZIONA LA RESTITUZIONE

Per ogni operatore soggetto al meccanismo viene definito un prezzo riferimento, dato dalla media dei prezzi zionali quotati sulla borsa *spot* dell'energia elettrica, dal giorno di entrata in funzione dell'impianto fino a fine 2020. I prezzi sono rivalutati in base all'inflazione. La **tabella 1** riporta la nostra stima dei prezzi di riferimento, assumendo l'entrata in funzione all'inizio dell'anno, per ogni zona di mercato.

TABELLA 1. STIMA DEI PREZZI DI RIFERIMENTO PER CIASCUNA ZONA E DATA DI INGRESSO (€/MWh)

Data di ingresso	ZONA						
	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	CALA
2010	59.32	58.70	59.27	61.95	76.45	56.78	56.05
2011	58.22	57.52	58.22	59.87	74.00	55.81	55.07
2012	56.03	55.29	56.15	56.79	70.89	53.62	52.79
2013	53.22	52.48	53.33	53.04	67.09	50.97	50.09
2014	51.65	51.08	51.70	51.38	62.87	49.66	48.66
2015	51.60	51.05	51.52	50.83	59.20	49.66	48.55
2016	51.15	50.61	50.78	50.30	58.99	49.24	48.29
2017	52.78	52.37	52.29	51.97	61.26	50.97	50.13
2018	51.70	52.00	50.94	51.52	60.70	50.77	49.96
2019	46.30	46.81	45.33	46.21	55.48	45.77	44.95
2020	39.44	40.42	38.51	39.71	47.08	39.74	39.00

CNOR: Centro-Nord, CSUD: Centro-Sud, NORD: Nord, SARD: Sardegna, SICI: Sicilia; SUD: Sud; CALA: Calabria

Per gli impianti entrati prima del 2010 si prende a riferimento l'intero periodo 2010-2020.

Il decreto non specifica il metodo di calcolo del prezzo di riferimento per gli impianti entrati in funzione nel 2021 o che entreranno nel 2022.

Come già detto questi impianti sono soggetti al meccanismo se il prezzo di vendita è indicizzato o fisso ma superiore del 10% rispetto al prezzo medio di riferimento, anche se non è chiaro quale riferimento vada considerato. Per gli impianti entrati nel 2021 sembra che possa essere presa la media dell'intero periodo 2010-2020, mentre per i contratti conclusi dopo l'entrata in vigore del decreto non ci sono indicazioni. Sarà quindi l'ARERA a definire in dettaglio di queste regole.

Ogni operatore soggetto al meccanismo dovrà pagare, o ricevere, in ogni ora del 2022, la differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di mercato (in caso di impianti incentivati) o il prezzo del contratto (per i non incentivati).

Il prezzo di riferimento si confronterà quindi mediamente con i *captured prices* dei diversi operatori, che sarà nell'intorno di un prezzo medio nazionale, secondo le nostre stime, di 62 €/MWh.

I benefici (ci si attende chiaramente che in media gli operatori debbano restituire) andranno a ridurre gli oneri impropri, e quindi verranno redistribuiti implicitamente su tutti i consumatori, a eccezione degli energivori che hanno rilevanti sconti sugli oneri stessi.

L'impatto del decreto è da valutare impianto per impianto e dipende da variabili certe (la zona, la data di ingresso) ma anche da variabili incerte (i profili di produzione e i prezzi orari zionali del 2022). Molti osservatori hanno già evidenziato non solo le difficoltà di implementazione, ma anche i possibili profili di incostituzionalità nonché il rischio di elevati contenziosi. Dubbi di costituzionalità sono stati espressi per l'evidente ingerenza del meccanismo nelle libere negoziazioni tra operatori, nonché per la differenza di trattamento sia tra operatori rinnovabili (che avranno diversi prezzi di riferimento) sia tra rinnovabili e non. Tecnicamente, sarà però necessario attendere la delibera ARERA o altri atti applicativi del decreto. Gli operatori potranno a quel punto presentare ricorso amministrativo sia per le modalità con cui il decreto è stato recepito, sia richiedendo la verifica di costituzionalità sul decreto. Si rischia quindi di aprire una nuova stagione di incertezze regolatorie e giudiziarie. Un duro colpo per il settore delle rinnovabili, soprattutto per quegli operatori che coraggiosamente stanno cercando di emanciparsi dai meccanismi incentivati attraverso i PPA, già in difficoltà nella gestione di sempre rilevanti rischi autorizzativi e di costi degli impianti in sensibile aumento. La possibilità che correttivi anche importanti vengano apportati in sede di conversione naturalmente esiste, anche se gli effetti in termini di instabilità per il settore potrebbero rivelarsi comunque irreversibili.

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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