

NEWSLETTER



n. 270-271 Novembre/Dicembre 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Biometano: finalmente definiti i nuovi incentivi

pag. 4

Il nuovo schema annulla il rischio prezzo per gli investitori, garantendo un incentivo in conto capitale e tariffe incentivanti per i primi quindici anni di operatività, ma i vincoli sulle tempistiche di messa in esercizio degli impianti sono molto sfidanti e la necessità di partecipare alle aste potrebbero ridurre l'attrattività degli investimenti e la crescita dei nuovi impianti.

Gli impianti per il recupero energetico e il mercato della FORSU: un nuovo equilibrio?

pag. 9

Nei prossimi anni, grazie ai numerosi investimenti previsti, potrebbe svilupparsi un mercato della frazione organica maggiormente competitivo, anche nelle regioni che risultano attualmente Importatrici. Tuttavia il riequilibrio potrebbe essere solo parziale: al 2028 le Regioni in deficit strutturale potrebbero scendere da 13 a 10, ma la crescita della raccolta differenziata potrebbe compensare quella della capacità di recupero, così come la dismissione di impianti di compostaggio oramai inefficienti.

Extra profitti FER: facciamo il punto

pag. 13

L'incertezza legata all'applicazione del cap europeo mette a rischio il mercato dei PPA rendendo estremamente difficoltosa la negoziazione del prezzo fisso di riferimento. Disincentivando l'utilizzo di questa forma contrattuale, viene messa a rischio la crescita della capacità installata rinnovabile necessaria a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Box. Mercato PPA e pricing dei contratti

pag. 15

02

MERCATO ELETTRICO

Il settore rinnovabili in Europa fra incertezze e nuove opportunità

pag. 17

La partecipazione alle aste rinnovabili in Europa rallenta, segnata probabilmente dall'incerto contesto economico e geopolitico. Prosegue invece lo sviluppo dell'eolico off-shore con nuove opportunità in Francia. Dalla Germania arriva l'avvio del primo bando per l'approvvigionamento di idrogeno verde e dei suoi derivati da paesi extra-europei.

Comunità energetiche in stallo

pag. 19

Nonostante il forte interesse per le comunità energetiche, la mancanza di un quadro regolatorio certo ne limita il potenziale di crescita. Il 2023 potrebbe essere l'anno decisivo: attese a inizio anno la definizione delle caratteristiche tecniche dei diversi schemi e la quantificazione degli incentivi, oltre alle modalità di distribuzione dei fondi del PNRR.

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

pag. 22

L'ultima proposta della Commissione Europea sul tetto al prezzo del gas non trova ancora una volta il consenso da parte dei ventisette. Prosegue invece la regolazione per gli stoccaggi, in vista della difficile stagione di riempimento del prossimo anno. L'Italia rimane in attesa dell'approvazione definitiva della Legge di Bilancio 2023, mentre tornano in aumento le accise sui carburanti per il mese di dicembre.

A photograph of three offshore wind turbines in a row on a deep blue sea. The turbines are white with yellow bases. The number '02' is in the top right corner.

02

ENERGIE

RINNOVABILI
E CLIMA

Biometano: finalmente definiti i nuovi incentivi

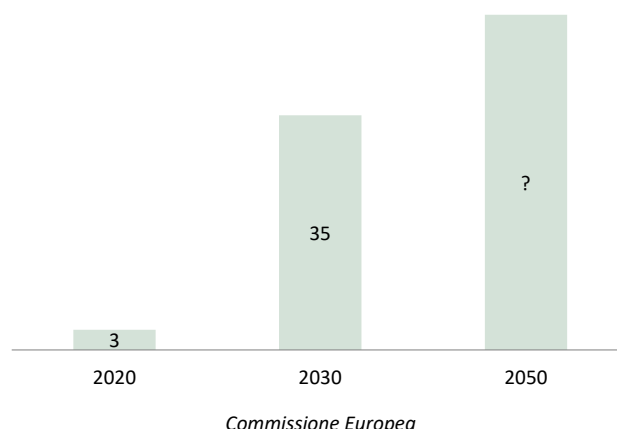
Il nuovo schema annulla il rischio prezzo per gli investitori, garantendo un incentivo in conto capitale e tariffe incentivanti per i primi quindici anni di operatività, ma i vincoli sulle tempistiche di messa in esercizio degli impianti sono molto sfidanti e la necessità di partecipare alle aste potrebbero ridurre l'attrattiva degli investimenti e la crescita dei nuovi impianti.

I gas rinnovabili sono destinati a ricoprire un ruolo rilevante nella transizione energetica europea. Stando agli scenari di *policy* che sottendono al *Fit-for-55*, il biogas e il biometano, l'idrogeno rinnovabile e a basso tenore di carbonio e i combustibili sintetici (E-gas) sostituiranno infatti gradualmente i gas fossili e rappresenteranno una quota molto significativa dei combustibili gassosi nel mix energetico verso il 2050 (**Figura 1**). Tra questi, il biometano è uno dei vettori più economici per decarbonizzare la rete del gas e può essere utilizzato per i trasporti, il riscaldamento e l'industria, laddove l'elettricità non può sostituire i combustibili fossili. La percezione della sua importanza e l'attenzione alle politiche che ne incentivino l'utilizzo sono cresciute nel corso di quest'anno a seguito della crisi energetica, del forte aumento dei prezzi e della necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Tra le misure introdotte dalla Commissione Europea nel piano *Repower UE*, volte a ridurre la dipendenza dalle risorse energetiche della Russia e accelerare la transizione energetica, il biometano gioca infatti un ruolo chiave. Il *target* di produzione al 2030 è stato infatti portato a 35 Bcm all'anno dai precedenti 17.

ITALIA ANTESIGNANA DELLA PRODUZIONE DI GAS RINNOVABILE

L'Italia può considerarsi a pieno titolo una precorritrice della produzione di gas rinnovabile, avendo incentivato il biogas per la produzione di energia già a partire dal 2003 e consentito l'iniezione di biometano nella rete nazionale di trasporto del gas dal 2015. Nel 2020 siamo stati la seconda nazione europea, dopo la Francia, per la crescita del numero di impianti di biometano (+11 impianti) e vantiamo circa 2000 impianti di biogas per la produzione di energia elettrica (1.4 GW) e 27 impianti avanzati di biometano, per lo più localizzati nel Nord Italia. Mentre il biogas viene utilizzato prevalentemente per la produzione elettrica, l'uso del biometano è concentrato nel settore dei trasporti su strada, settore quest'ultimo dove la penetrazione del gas

FIGURA 1. OBIETTIVO DI CRESCITA DI PRODUZIONE DI BIOMETANO NEGLI SCENARI DELLA COMMISSIONE EU (Bcm)



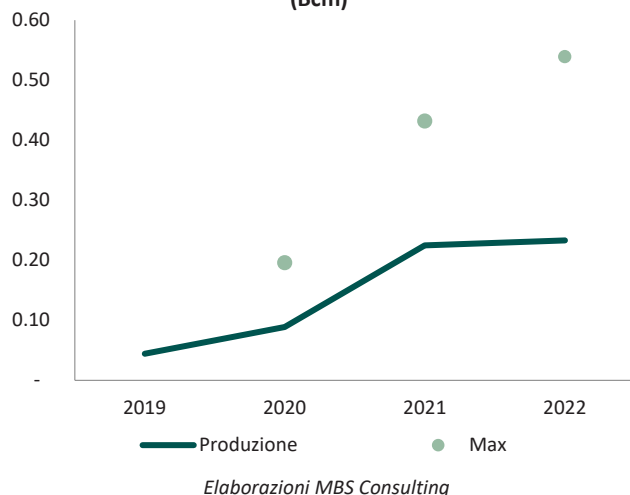
naturale è la più alta in Europa. Prima della crisi energetica e del conseguente rialzo dei prezzi, che ha portato a importanti riduzioni della domanda, l'Italia consumava il 50% del gas naturale complessivo dedicato al settore dei trasporti nell'UE ed è il primo paese per numero di punti di rifornimento di gas naturale.

Ciononostante, la crescita della produzione domestica di biometano è stata al di sotto dei target impliciti nel meccanismo incentivante, essendo la quantità prodotta significativamente inferiore a quella massima incentivabile (**Figura 2**).

IL MECCANISMO INCENTIVANTE 2018-2022 TRA BENEFICI E RISCHI

Nello schema in vigore fino alla fine di quest'anno, gli incentivi, nella forma di certificati negoziabili (denominati CIC), utilizzati dai distributori di carburante per soddisfare gli obblighi di rinnovabili, sono a beneficio dei produttori che forniscono biometano al settore dei trasporti. Il quantitativo annuo incentivato totale è limitato all'obiettivo di rinnovabili per il settore dei trasporti e l'accesso dipende dall'ordine delle richieste (il primo arrivato è primo servito), sulla base del giorno di avvio dell'operatività.

FIGURA 2. PRODUZIONE DI BIOMETANO E INCENTIVAZIONE MASSIMA DISPONIBILE (Bcm)



Il regime di incentivazione viene finanziato attraverso una componente della tariffa di trasporto dai consumatori di gas. I produttori di biometano avanzato (derivante da scarti di lavorazione e altre materie selezionate) beneficiano di un incentivo fisso per la durata di 10 anni, sotto forma di una remunerazione fissa dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) che a scadenza possono essere venduti al prezzo di mercato.

Il biometano può essere venduto sul mercato con due diverse modalità:

- al GSE, con sconto del 5% sul prezzo medio di mercato del gas
- direttamente sul mercato al PSV

Il bio-GNL generato attraverso biometano avanzato beneficia di un ulteriore incentivo, legato ai costi aggiuntivi di liquefazione e di distribuzione.

Lo schema incentivante per le diverse configurazioni, sempre legato alla destinazione del biometano al settore dei trasporti, è riportato di seguito:

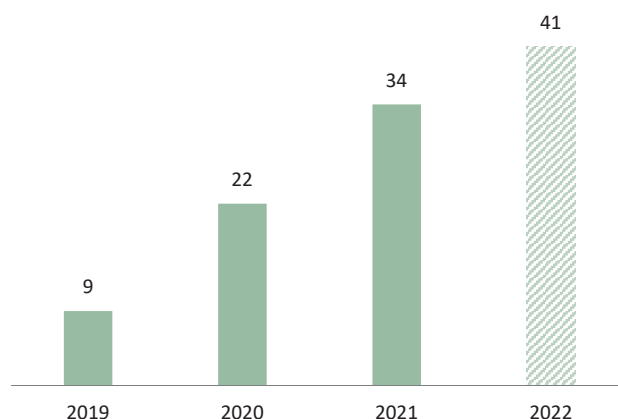
- Biometano: CIC + prezzo di mercato del gas naturale
- Biometano avanzato venduto al PSV: 375 €/CIC (64 €/MWh) + prezzo di mercato del gas naturale
- Biometano avanzato venduto al GSE: 375 €/CIC (64 €/MWh) + 95% del prezzo medio di mercato del gas naturale
- Bio-GNL avanzato: fino a 450 €/CIC (77 €/MWh) + prezzo di mercato del gas naturale

Il sistema in essere espone gli investitori in biometano ad alcuni rischi, che hanno ridotto la bancabilità dei progetti, almeno nella fase iniziale del periodo di incentivazione:

- il rischio di autorizzazione, ovvero il rischio legato al fatto che il diritto all'incentivo si acquisisce una volta che gli impianti entrano in funzione, in un contesto in cui i tempi di autorizzazione sono altamente incerti
- il rischio di prezzo, legato a
 - la formula di remunerazione, che espone alla volatilità dei prezzi del gas
 - al CIC che, in un mercato molto poco liquido, non è fisso dopo 10 anni
- il rischio quantitativo, legato al limite di volumi annuali che possono accedere all'incentivo

Il numero di progetti in via di realizzazione sta comunque aumentando. Nella graduatoria provvisoria per il 2022 del GSE degli impianti di biometano avanzato sono presenti 41 impianti (per un totale di 0.26 Bcm di Bio-GNL prodotti) di cui 33 hanno diritto all'incentivazione e 8 per cui il riconoscimento dell'incentivo è subordinato al riconoscimento della qualifica in esercizio (**Figura 3**).

FIGURA 3. IMPIANTI DI BIOMETANO AVANZATO GRADUATORIA GSE



Elaborazioni MBS Consulting

RECOVERY PLAN, PNRR E PNIEC SUPPORTANO LA PRODUZIONE DI BIOGAS

La pandemia Covid-19 ha colpito l'economia italiana più di altri paesi europei, con il prodotto interno lordo che nel 2020 è diminuito dell'8.9%, rispetto a un calo dell'Unione europea del 6.2%. L'Unione Europea ha risposto alla crisi pandemica con la *Next Generation EU* (NGEU), un programma di portata e ambizione senza precedenti, che comprende significativi investimenti e riforme per accelerare la transizione ecologica.

Per l'Italia l'NGEU rappresenta un'occasione imperdibile di sviluppo, investimenti e riforme, essendo il primo beneficiario, in valore assoluto, degli strumenti stanziati che garantiscono risorse per 191.5 miliardi di euro. I fondi, da utilizzare nel periodo 2021 - 2026, contano 68.9 miliardi di sovvenzioni a fondo perduto che si aggiungono a una capacità di finanziamento attraverso prestiti, stimati in 122.6 miliardi. Il 30% delle risorse complessive (quasi 70 miliardi di euro) è dedicato agli investimenti diretti e indiretti nella transizione energetica.

IL BIOMETANO RAPPRESENTA UN PILASTRO DELLA STRATEGIA NAZIONALE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA AL 2030

In questo contesto nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR¹), coerentemente con i sei pilastri del *Next Generation EU* riguardo alle quote d'investimento previste per i progetti *green* (37%), viene confermata l'importanza del biometano per la transizione energetica e per la ripresa economica dopo la pandemia di Covid-19. Il piano assegna infatti 1.9 miliardi di euro come incentivi diretti per la produzione di biometano, come ulteriore fonte di finanziamento rispetto al regime esistente, con un obiettivo di 2.6 miliardi di produzione al 2026. Lo sviluppo del biometano, espressamente previsto dal Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) dovrebbe, quindi, fornire un importante contributo al raggiungimento dell'obiettivo FER nel settore dei trasporti e nel consumo finale lordo di energia (Tabella 1).

Il nuovo schema di incentivazione per il biometano proposto nel PNRR è volto a ridurre il rischio di mercato legato alla volatilità dei prezzi del gas e a sostenere la costruzione di nuovi impianti di biometano o di biogas convertito, promuovendo la costruzione di nuovi impianti per la produzione di biometano o la conversione degli impianti a biogas esistenti alla produzione di biometano per il rilascio nella rete di trasporto nazionale, con un processo di regolamentazione semplificato.

IL NUOVO SCHEMA: DOPPIO INCENTIVO E ACCESSO TRAMITE ASTA

Il DM Biometano ([DM 251/2022](#) del 15 settembre 2022) ha la finalità di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in

TABELLA 1. FONDI DISPONIBILI

	Mrd €	PNRR	React EU	FCN	TOTALE
M1	Digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura, turismo	40.3	0.8	8.7	49.8
M2	Green revolution e transizione ecologica	59.5	1.3	9.2	69.9
M3	Infrastrutture per la mobilità sostenibile	25.4	-	6.1	31.5
M4	Istruzione e ricerca	30.9	1.9	1.0	33.8
M5	Inclusività	19.8	7.3	2.8	29.9
M6	Sanità	15.6	1.7	2.9	20.2
		191.5	13.0	30.6	235.1

Fonte: PNRR

coerenza con le misure di sostegno agli investimenti previsti dal PNRR, recando disposizioni per la definizione degli incentivi al biometano immesso nella rete del gas naturale e prodotto, nel rispetto dei requisiti di sostenibilità previsti dalla direttiva 2018/2001/UE, da impianti di nuova realizzazione alimentati da matrici agricole e da rifiuti organici o da impianti per la produzione di elettricità da biogas agricolo oggetto di riconversione.

Il DM è stato approvato dalla Commissione Europea e prevede un doppio incentivo:

- un contributo in conto capitale sull'investimento sostenuto, alimentato con le risorse del PNRR
- una tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano per una durata di 15 anni, erogata dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e finanziata attraverso una componente della tariffa di trasporto del gas.

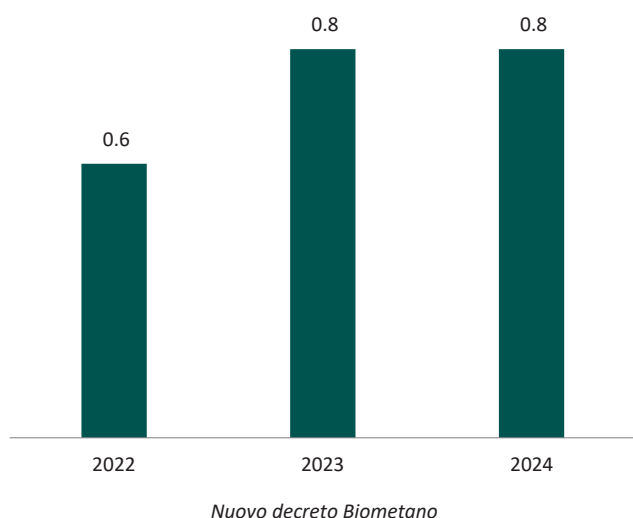
L'accesso agli incentivi avviene attraverso procedure d'asta. Dal 2023 sono previste almeno due procedure l'anno, in cui vengono messi a disposizione dei contingenti di capacità produttiva, per un totale di 2.2 Bcm.

Nel caso in cui la capacità produttiva non venisse allocata integralmente in un'asta, è previsto che il residuo venga reso disponibile in quella successiva fino all'esaurimento dei contingenti, ma non oltre il 1 gennaio 2026.

L'aggiudicazione delle aste avviene in funzione dell'entità dello sconto offerto dai partecipanti rispetto alle tariffe di riferimento (minimo 1% di

¹ Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza prevede un pacchetto di investimenti e riforme articolato in sei missioni; promuovendo un'ambiziosa agenda di riforme, e in particolare, le quattro principali riguardano: pubblica amministrazione, giustizia, semplificazione e competitività. Le risorse stanziati nel PNRR sono pari a 191,5 miliardi di euro, ripartite in sei missioni, tra cui Rivoluzione verde e transizione ecologica, con 59,47 miliardi allocati.

FIGURA 4. CONTINGENTI ANNUALI (Bcm)



sconto), mentre a parità di sconto hanno priorità in graduatoria i produttori di biometano avanzato.

Le tariffe di riferimento sono stabilite tra 110 e 115 €/MWh in funzione della dimensione per gli impianti agricoli e a 62 €/MWh per tutti gli impianti alimentati da rifiuti organici, a cui si aggiungono gli incentivi sul costo dell'investimento fino a un massimo del 40% di contribuzione in conto capitale (**Tabella 2**).

Nel caso in cui l'evoluzione dei costi delle materie prime necessarie alla produzione del biometano rendesse il livello degli incentivi previsti insufficiente, sia i valori degli incentivi che i contingenti di capacità produttiva resi disponibili verrebbero coerentemente modificati tramite decreto e applicati alle procedure successive alla sua entrata in vigore.

Gli impianti con capacità produttiva superiore a 250 Smc/h e quelli connessi a reti private, possono vendere il gas al mercato, il livello di remunerazione è garantito attraverso la stipula di un contratto per differenza (CFD) a due vie: i produttori hanno diritto di ricevere dal GSE la differenza tra la tariffa incentivante

che si sono aggiudicati in fase d'asta e la somma tra il prezzo medio mensile del gas, tenuto conto anche delle eventuali garanzie d'origine (GO) vendute. Se la differenza è negativa, il produttore dovrà restituire gli importi relativi. Gli impianti più piccoli (<250cm) hanno la possibilità, oltre che di accedere al mercato stipulando un CFD, di vendere direttamente il biometano al GSE alla tariffa incentivante.

La vendita tramite accesso al mercato comporta l'assegnazione delle GO al produttore, che ne avrà quindi la piena disponibilità e potrà venderle sul mercato, mentre nel caso di vendita diretta del biometano al GSE le GO sono emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali.

RIDOTTI RISCHIO PREZZO E QUANTITÀ, MA TEMPISTICHE IMPEGNATIVE

Solo i progetti autorizzati possono accedere alle aste. Una volta vinta l'asta, gli investitori hanno un periodo definito per realizzare il progetto, con sanzioni previste in caso di ritardi.

Gli impianti agricoli di produzione di biometano devono entrare in esercizio al più tardi entro 18 mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria. Gli impianti di produzione di biometano alimentati da rifiuti organici devono entrare in esercizio entro 18 mesi (24 per gli impianti agricoli) dalla data di pubblicazione della graduatoria.

Il mancato rispetto dei termini prevede la decurtazione della tariffa dello 0.5% per ogni mese di ritardo, nel limite massimo di 9 mesi di ritardo. Il limite potrebbe tuttavia estendersi in caso di interruzioni nella realizzazione dell'impianto dovute a cause di forza maggiore.

TABELLA 2.

Tipologia impianti di produzione del biometano	Capacità produttiva biometano (Cp)	Conto Capitale			Feed-In
		Costo specifico di investimento massimo [€/Smc/h] Nuovi Impianti	Costo specifico di investimento massimo [€/Smc/h] Riconversioni	Percentuale di contribuzione in conto capitale [%]	Tariffa di riferimento(*) [€/MWh]
Impianti agricoli	Cp≤100 Smc/h	33 000	12 600	40%	115
	100 Smc/h <Cp≤500 Smc/h	29 000	12 600	40%	110
	Cp>500 Smc/h	13 000	11 600	40%	110
Impianti alimentati da rifiuti organici	Qualsiasi	50 000		40%	62

(*) Non è prevista la tariffa di incentivazione per le riconversioni di impianti alimentati da rifiuti organici

Gli impianti in costruzione prima dell'entrata in vigore del DM 251/2022 (ovvero gli impianti per cui sono già stati fatti tutti gli investimenti irreversibili, come l'ordine di tutte le attrezzature necessarie alla costruzione) non possono partecipare al nuovo schema di incentivazione, ma possono aderire a quello vecchio.

Nella **Tabella 3** sono sintetizzate le caratteristiche principali dell'attuale sistema di incentivi per il biometano avanzato e messe a confronto con quelle del nuovo sistema.

Rispetto al vecchio schema, quello nuovo espone gli investitori in biometano a rischi ridotti, con le tariffe incentivanti garantite per i primi 15 anni di funzionamento che annullano il rischio prezzo sul mercato del gas. Il vincolo temporale di costruzione degli impianti potrebbe tuttavia rivelarsi difficile da rispettare, così come la preparazione della documentazione richiesta per ottenere l'autorizzazione alla partecipazione alle aste potrebbe rivelarsi onerosa e richiedere tempi maggiori di quelli a disposizione.

TABELLA 3. CONFRONTO SCHEMI INCENTIVANTI

	Attuale schema incentivante	Nuovo schema incentivante
Accessibilità	2018 - 2023	2022 - 2026
Durata incentivo	10 anni	15 anni
Schema incentivante	Premio fisso (375 €/CIC) + prezzo di mercato del gas	Contributo in conto capitale + <i>Feed-in-tariff</i> con CFD in caso di accesso al mercato
Modalità di accesso	<i>First come first served</i> (una volta entrato in esercizio)	<i>Rolling Auctions</i> per i progetti autorizzati + 18/24 mesi per entrare in esercizio
Differenziazione incentivo	20% maggiore per Bio-GNL	Impianti agricoli /alimentati da rifiuti organici
Il gas è destinato a	Settore trasporti	Tutti i consumatori
Post Incentivo	Scambio di CIC	Scambio di Garanzie d'origine
Finanziato da	Bolletta consumatori finali (tariffa trasporti)	Risorse PNRR + Bolletta consumatori finali (tariffa trasporti)

Gli impianti per il recupero energetico e il mercato della FORSU: un nuovo equilibrio?

Nei prossimi anni, grazie ai numerosi investimenti previsti, potrebbe svilupparsi un mercato della frazione organica maggiormente competitivo, anche nelle regioni che risultano attualmente Importatrici. Tuttavia il riequilibrio potrebbe essere solo parziale: al 2028 le Regioni in deficit strutturale potrebbero scendere da 13 a 10, ma la crescita della raccolta differenziata potrebbe compensare quella della capacità di recupero, così come la dismissione di impianti di compostaggio oramai inefficienti.

La frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) comprende i rifiuti organici della raccolta differenziata domestica, i rifiuti biodegradabili provenienti dalla manutenzione del verde pubblico, i rifiuti dei mercati¹.

La FORSU può essere utilizzata nei processi di recupero di materia e recupero di energia. Tra questi, i processi di digestione aerobica e anaerobica consentono la produzione di compost e biogas, che possono essere poi trasformati in biometano.

Per la produzione di compost, la FORSU viene sottoposta a un processo di digestione aerobica, attraverso cui la materia organica si decompone in condizioni di aerazione.

Per la generazione di biogas e biometano, invece, la frazione organica viene ceduta agli impianti che realizzano processi di digestione anaerobica, che avvengono in mancanza di ossigeno. Alcuni impianti si definiscono integrati se riescono a produrre biogas/biometano e compost. Il recupero energetico della FORSU rappresenta un processo virtuoso e consente l'accesso agli incentivi per la produzione di biometano avanzato. La crescita degli impianti di recupero energetico portare a una competizione per l'utilizzo della FORSU, che si trasformerebbe da rifiuto a materia prima. Analizziamo, quindi, lo stato del mercato e le prospettive identificabili grazie ai diversi progetti di investimento.

GLI IMPIANTI ESISTENTI E IL GAP TRA NORD E SUD

Su 18 milioni di tonnellate di rifiuti derivanti dalla raccolta differenziata, la frazione organica intercettata nel 2020 è stata di 7 milioni di tonnellate (39% del totale). L'intercettazione della frazione organica dal 2010 al 2020 mostra un andamento crescente, tranne per un lieve calo nel 2017 e nel 2020. Al netto degli effetti della pandemia, che dovrebbero spiegare la leggera decrescita del 2020, la attese sono quelle di

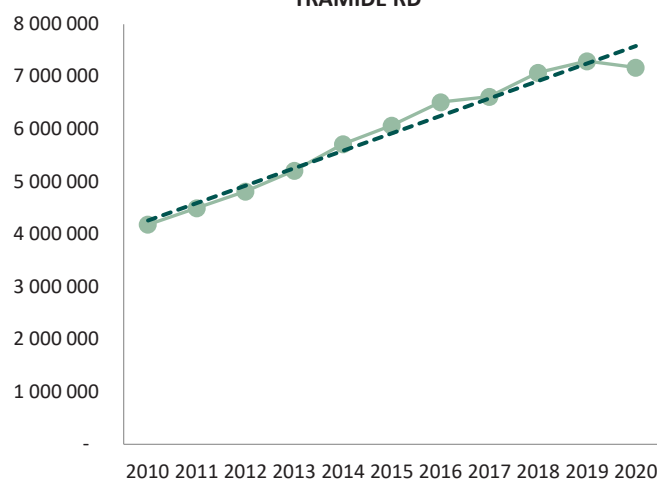
un ritorno sul percorso di crescita progressiva, grazie alla sempre maggiore penetrazione della raccolta differenziata e al miglioramento delle tecniche di raccolta (**Figura 1**).

In Italia sono presenti circa 360 impianti per il trattamento dei rifiuti organici, di cui più dell'80% per la produzione di compost, che utilizza il 48% della FORSU a disposizione. Solo il 5% della frazione organica è utilizzato per la produzione di biogas o biometano, in impianti di digestione anaerobica.

Gli impianti di compostaggio sono distribuiti su tutto il territorio, ma in modo disomogeneo: 177 su 293 impianti sono localizzati al Nord, mentre il Centro Italia è l'area con meno impianti. Conseguentemente, solo otto Regioni su venti trattano una quantità di rifiuti organici superiore rispetto a quella prodotta, concentrate prevalentemente nel Nord (**Figura 2**).

Per gli impianti di produzione del biogas/biometano è evidente il *gap* territoriale tra Nord, Sud e Centro Italia. Su 23 impianti, solo 3 sono localizzati nel Sud, ovvero in Puglia e in Molise; i restanti 20 sono presenti nel Nord Italia, soprattutto in Lombardia e Veneto.

FIGURA 1. TONNELLATE DI FORSU RACCOLTA TRAMITE RD



Elaborazioni MBS Consulting

¹ Secondo il CER (Catalogo Europeo dei Rifiuti) la FORSU corrisponde ai codici 200108, 200201, CER 200302.

FIGURA 2. RIFIUTI TRATTATI E PRODOTTI ALL'INTERNO DI CIASCUNA REGIONE

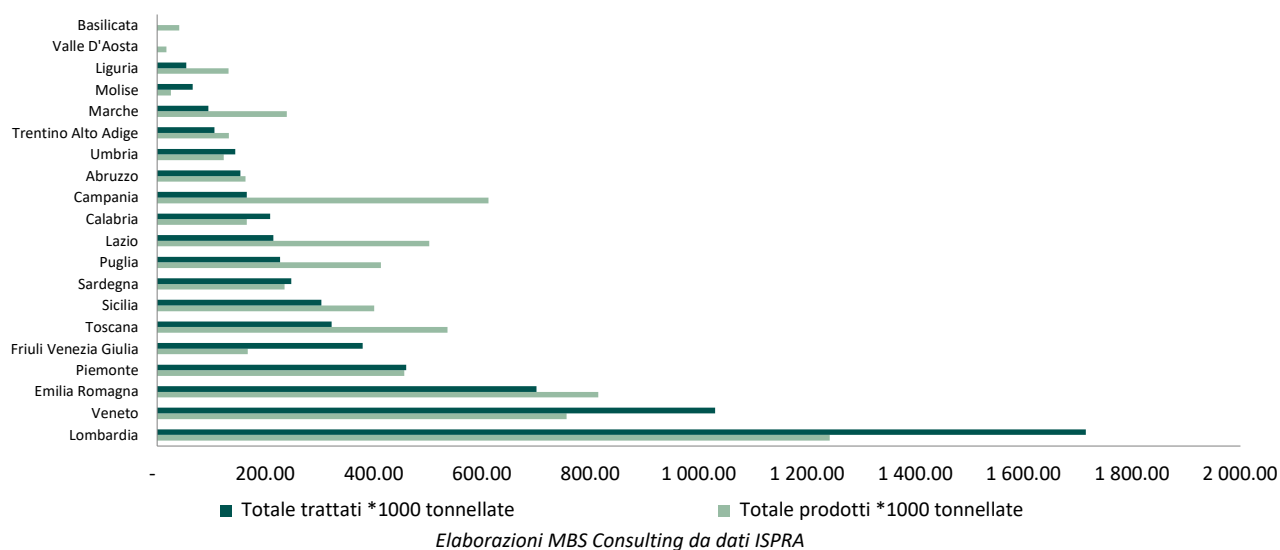


FIGURA 3. DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI COMPOSTAGGIO

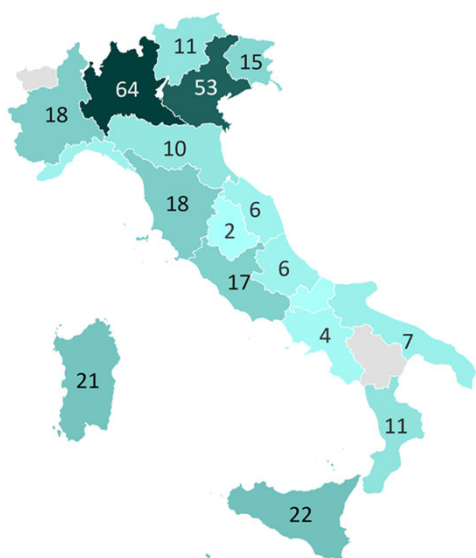
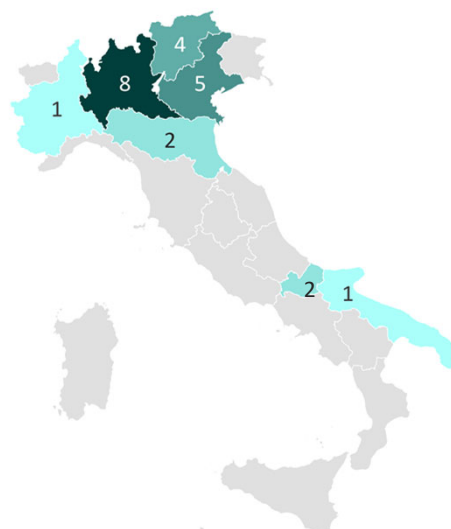


FIGURA 4. DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI DIGESTIONE ANAEROBICA



In totale, vengono trattate 300 tonnellate di frazione organica, unitamente ai fanghi da depurazione, ovvero gli scarti solidi contenuti nelle acque reflue urbane ed extraurbane. Questi ultimi rappresentano la quota più rilevante di materia prima trattata in tali impianti, essendo pari al 51% del totale dei rifiuti trattati.

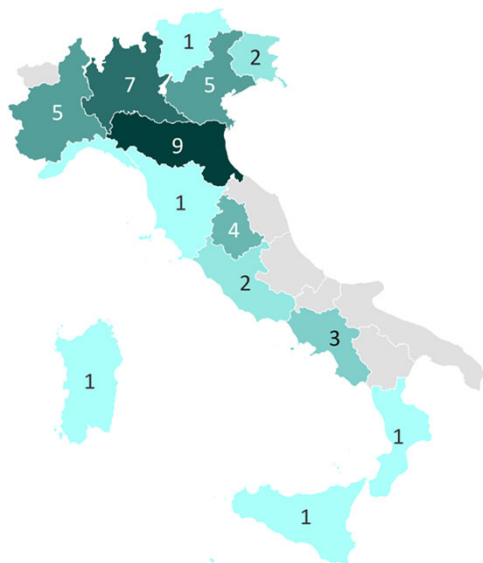
Gli impianti presenti in Puglia ed Emilia-Romagna non utilizzano la FORSU come input per la produzione del biogas/biometano; in questi 3 impianti, vengono impiegati prevalentemente i fanghi da depurazione. Perciò, gli impianti che effettivamente utilizzano la frazione organica derivante da raccolta differenziata e il verde urbano per la produzione di energia sono solo 20 (Figura 4).

La stessa carenza impiantistica nel Centro e nel Sud Italia è rilevabile anche per il trattamento integrato

aerobico e anaerobico. Anche in questo caso, 30 impianti su 43 sono presenti nelle Regioni del Nord, dove vengono trattati oltre 2.5 milioni di tonnellate di FORSU; dei restanti 13 impianti, 7 sono localizzati nel Centro e 6 nel Sud Italia. Nonostante in Lombardia siano presenti meno impianti rispetto all'Emilia Romagna che ne ha 9 a disposizione, la quantità di rifiuti trattata è la più elevata tra tutte le Regioni. Infatti, per tale processo viene utilizzato il 49% della frazione organica a disposizione, sia prodotta che importata. Ciò mostra come, in tale Regione, lo sfruttamento della FORSU per il trattamento integrato sia prevalente rispetto ai singoli processi di compostaggio e di digestione anaerobica (Figura 5).

La carenza di impianti nel Centro e nel Sud Italia evidenzia la necessità di interventi e di investimenti, affinché la FORSU possa essere gestita negli impianti

FIGURA 5. DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TRATTAMENTO INTEGRATO



di prossimità piuttosto che smaltita o importata in altre Regioni. Su questo punto si focalizza anche il PNRR, con l'obiettivo di incentivare nuovi impianti per il trattamento di tale frazione, come previsto dalla componente 1 della missione 2, relativa alla rivoluzione verde e alla transizione ecologica.

I NUOVI INVESTIMENTI: RIEQUILIBRIO PARZIALE

L'analisi dei dati sui progetti autorizzati e in corso di autorizzazione consente di verificare le tendenze del momento per il mercato della FORSU. La maggior parte delle richieste presentate e delle autorizzazioni emesse fino al 2021 fa riferimento a impianti integrati e di digestione anaerobica. Solo 2 sono gli impianti di compostaggio autorizzati negli ultimi anni e 7 sono in verifica.

La maggior parte delle richieste si registra nelle Regioni che presentano il maggior deficit impiantistico. Infatti, la Campania, che rappresenta la Regione che tratta meno FORSU rispetto a tutte le altre (solo il 27% rispetto a quella che produce), a fronte dei soli 7 impianti già operativi, ha, nel proprio territorio, 3 impianti in costruzione e 5 in verifica, la maggior parte in provincia di Napoli. La Campania è da alcuni decenni nota per l'emergenza relativa alla gestione dei rifiuti urbani. Attraverso la sezione VIA/VAS del sito regionale, è possibile identificare le numerose istanze presentate per la gestione dei rifiuti, soprattutto della frazione organica; molte di esse però vengono rigettate e l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio non viene rilasciata. Nella maggior parte dei casi ciò è causato dalla

poca capacità degli impianti di trattenere gli odori e dall'opposizione della popolazione.

Situazione simile a quella della Campania si è verificata in Sicilia. Questa Regione ha il numero maggiore di impianti in verifica, pari a 7, e 3 impianti in costruzione. La maggior parte delle richieste fa riferimento al trattamento integrato. La terza Regione per numero di nuovi impianti (9) è la Puglia, che tratta solo il 55% dei rifiuti che produce. 3 di questi sono impianti di compostaggio, una tra le Regioni con il numero più alto per nuovi impianti che fanno riferimento a tale tipologia di trattamento.

Le uniche 3 Regioni a non aver ricevuto alcuna richiesta e a non aver autorizzato alcun impianto negli ultimi anni sono Valle D'Aosta, Sardegna e Liguria.

La costruzione e la messa in esercizio degli impianti può essere messa in atto sia da soggetti pubblici che privati o da società miste. Il mercato sembra essere molto frammentato: 240 soggetti posseggono 270 impianti e solo 19 soggetti dispongono di più di tre impianti ciascuno.

La maggior parte è rappresentata da piccole società di giardinaggio, che, grazie alla manutenzione del verde pubblico, riescono a gestire esigue quantità di materia prima destinata a propri impianti di compostaggio. La restante parte è rappresentata da Comuni, e altre autorità locali, ed ex municipalizzate.

I Comuni risultano essere proprietari, totalmente o parzialmente, di 72 impianti: 63 già in esercizio, 3 in costruzione e 6 in verifica. Le Regioni in cui i Comuni hanno il maggior numero di impianti sono Toscana, Sardegna ed Emilia-Romagna. In queste 3 Regioni, i Comuni possiedono quasi la metà degli impianti presenti nel territorio, di cui 29 in esercizio e uno solo in verifica in provincia di Firenze.

La presenza dei Comuni è meno accentuata per gli impianti in costruzione e in verifica, a eccezione della Campania. Su 62 impianti, solo il 15% è iniziativa dei Comuni. Ciò potrebbe indicare la maggior convenienza per le imprese private a investire nel settore, contribuendo a ridurre la quantità di rifiuti destinati alla discarica e aumentando la produzione di biogas e/o biometano.

Relativamente alla Campania, di 4 impianti in costruzione e 4 impianti in verifica, solo due, entrambi dediti alla produzione di biometano, sono stati proposti da soggetti privati. Per tutti i 4 nuovi impianti attualmente in verifica in Campania, è stata presentata istanza dai Comuni e dalla Regione; ciò è strettamente collegato alla carenza impiantistica

FIGURA 6. EVOLUZIONE ATTESA DELLA DIFFERENZA TRA RIFIUTI TRATTATI E PRODOTTI (t)



Elaborazioni MBS Consulting

del territorio e alla necessità di investire in nuovi impianti, anche in mancanza di investitori privati.

La capacità di trattamento grazie alla realizzazione degli impianti in progetto dovrebbe superare le 12 milioni di tonnellate, quasi 3 milioni di tonnellate in più rispetto alla capacità attuale, che già copre il fabbisogno nazionale, in quanto la FORSU raccolta è pari circa a 7 milioni di tonnellate. Grazie ai nuovi investimenti, potrebbe svilupparsi un mercato della frazione organica maggiormente competitivo, anche nelle Regioni che risultano attualmente carenti da un punto di vista impiantistico. Tuttavia, il riequilibrio appare solo parziale: al 2028 le Regioni che presentano un deficit strutturale, e che quindi sono costrette a importare la FORSU, potrebbero scendere da 13 a 10. Se i *trend* di crescita della raccolta differenziata registrati negli ultimi anni dovessero

essere confermati, la nuova capacità sarà almeno in parte compensata da tale crescita.

L'evoluzione del mercato dipenderà anche dalle eventuali dismissioni di impianti di compostaggio ormai inefficienti che potrebbero liberare FORSU per i nuovi impianti. Inoltre, questa analisi non sconta gli effetti del PNRR, che potrebbe stimolare ulteriori investimenti nelle Regioni del Sud, che potrebbero concretizzarsi nei prossimi anni, dato che gli incentivi sono stati appena stanziati (il decreto attuativo - [Dm del 15 settembre 2022](#) - è stato pubblicato solo a ottobre). Tutti questi fattori potrebbero favorire un maggiore equilibrio tra la frazione prodotta e trattata in ogni regione, favorendo una maggiore equilibrio, anche di prezzo, tra le diverse zone d'Italia (**Figura 6**).

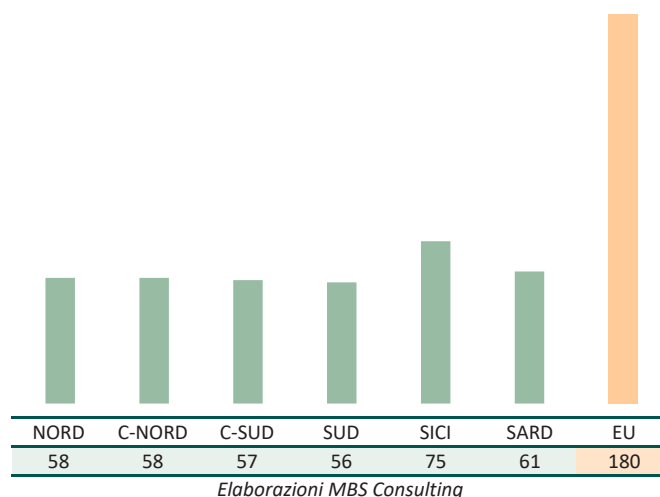
Extra profitti FER: facciamo il punto

L'incertezza legata all'applicazione del cap europeo mette a rischio il mercato dei PPA rendendo estremamente difficoltosa la negoziazione del prezzo fisso di riferimento. Disincentivando l'utilizzo di questa forma contrattuale, viene messa a rischio la crescita della capacità installata rinnovabile necessaria a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Il [Regolamento Europeo 2022/1854](#) del 6 ottobre 2022, con l'obiettivo di limitare la crescita dei prezzi dell'energia, ha previsto un tetto ai ricavi della vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Un provvedimento analogo a quello già introdotto a febbraio scorso in Italia ([Legge 25/22](#)), Nonostante il 1 dicembre il TAR abbia annullato la delibera ARERA (266/2022/R/eel) di attuazione del meccanismo italiano, quest'ultimo resta comunque per il momento valido, e dunque i due meccanismi andranno a convivere. Per natura e modalità di applicazione il meccanismo europeo è tuttavia molto diverso da quello di compensazione a due vie previsto dalla Legge 25/22. Nel caso italiano, vanno conferiti al GSE i ricavi che derivano dalla differenza, se positiva, tra i prezzi zionali orari di mercato (o il prezzo di vendita dei contratti bilaterali) e il prezzo di riferimento, ovvero il valore del *cap*. Tale valore è definito sulla base dei prezzi medi *baseload* dell'elettricità degli ultimi dieci anni, e ha un valore medio di circa 60 €/MWh.

Il meccanismo europeo, in vigore da dicembre e fino a giugno 2023, prevede invece un meccanismo di compensazione a una via. Il tetto ai ricavi di mercato viene applicato sia ai produttori che agli intermediari di energia elettrica sul mercato all'ingrosso (senza distinzioni per tecnologia) ed è fissato a 180 €/

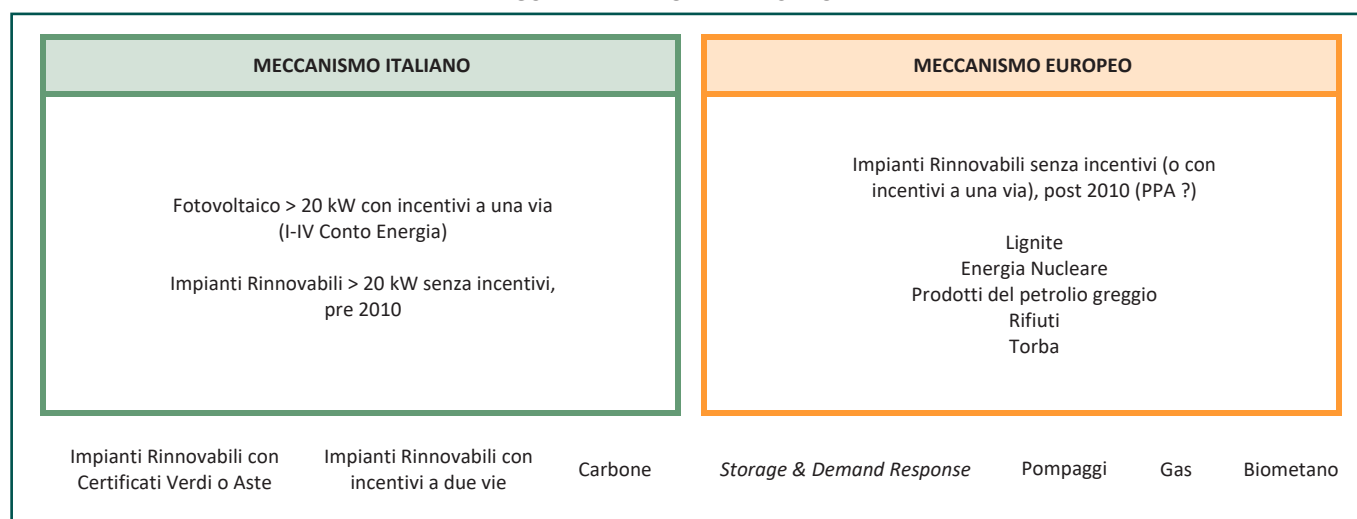
FIGURA 1. CAP ITALIANO E EUROPEO (€/MWh)



MWh, sulla base dei prezzi medi di picco dell'energia elettrica degli ultimi decenni.

Il [Disegno di Legge di Bilancio 2023](#), attualmente in attesa dell'approvazione definitiva in Senato, sancisce che il *cap* di 180 €/MWh stabilito dal regolamento europeo non dovrebbe essere applicato agli impianti che già ricadono sotto il meccanismo del *cap* italiano. Per gli impianti che invece a oggi non rientrano nel meccanismo italiano, è prevista l'applicazione del *cap* europeo.

FIGURA 2. AMBITO DI APPLICAZIONE



Gli impianti che ricadono nel meccanismo italiano sono gli impianti fotovoltaici con potenza installata superiore a 20 kW con incentivi a una via (I-IV Conto Energia) e gli impianti rinnovabili, sempre con potenza installata superiore a 20 kW, non incentivati ed entrati in funzione prima del 2010. Gli impianti che ricadrebbero nel meccanismo europeo sono gli impianti rinnovabili senza incentivi (o con incentivi a una via) entrati in funzione dopo il 2010, lignite, nucleare, prodotti del petrolio greggio, rifiuti e torba. Sono esclusi da entrambi i meccanismi gli impianti rinnovabili con incentivi a due vie, certificati verdi o aste, impianti a carbone, *storage* e *demand response*, pompaggi, gas e biometano.

A fronte di un valore del *cap* nel meccanismo italiano decisamente più penalizzante di quello previsto dal regolamento europeo, l'ambito di applicazione di quest'ultimo, non prevedendo distinzioni tra tecnologie, è quindi molto più ampio.

L'applicazione del *cap* europeo potrebbe riguardare poco meno di 60 TWh (in base ai dati di produzione 2020), a cui vanno aggiunti gli impianti nuovi entranti a partire dal 2021. Sulla base dei dati disponibili a pre-consuntivo per il 2021, l'energia prodotta da impianti rinnovabili *merchant* (ovvero che non beneficiano di incentivi), e che quindi ricadrebbe al di sotto del meccanismo europeo, è di poco superiore a 50 TWh.

La stima dell'energia prodotta che ricadrebbe sotto al sistema del *cap* italiano (44.1 TWh), invece, potrebbe essere di poco superiore a quella effettivamente consuntivata, essendo il meccanismo italiano entrato in vigore nel mese di febbraio e non all'inizio dell'anno solare.

PPA: L'INCERTEZZA LEGATA ALL'APPLICAZIONE DEL CAP EUROPEO METTE A RISCHIO IL MERCATO

Il maggiore impatto si riscontra per gli investimenti finanziati tramite *Power Purchase Agreement* (PPA). Secondo il DDL Bilancio, i contratti PPA conclusi prima del 1 dicembre 2022 sono esonerati dall'applicazione del *cap* europeo, mentre per quelli conclusi a partire dal mese di dicembre 2022 (mese in cui entra in vigore il meccanismo europeo) e fino a giugno 2023 il *cap* è applicabile.

Si aprono quindi i seguenti problemi:

1.rischio rinegoziazione: l'effetto del *cap* è infatti quello di modificare l'indice di prezzo *spot* su cui si basa la stipula del PPA (si veda BOX a pag. 15) e una variazione significativa dell'indice di prezzo su cui è basato il contratto nel corso della vita del contratto potrebbe costituire una base per rinegoziarne i termini o, nei casi più estremi, per la cessazione del contratto stesso

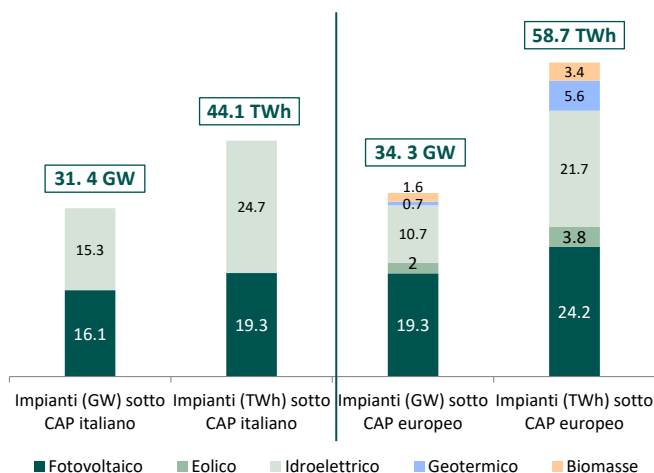
2.rischio applicativo: il *cap* europeo si applica ai ricavi degli impianti, e deve essere calcolato sul differenziale tra il prezzo ponderato mensile zonale di mercato e il valore fisso di 180 €/MWh. L'ARERA deve tuttavia ancora indicare la procedura di raccolta degli extra ricavi e come questa andrà a impattare su produttori e intermediari (indicati tra i soggetti obbligati dal meccanismo). Nel caso di Corporate PPA (ovvero di un contratto PPA tra un produttore di energia e un'azienda) negoziati attraverso un intermediario che gestisce le partite commerciali sui mercati dell'energia, anche la *utility/trader* che intermediano la transazione sono infatti soggetti al *cap*

3.rischio temporale: il mercato percepisce inoltre un rischio di rinnovo della misura in caso di prolungarsi dell'emergenza, ma con tempi a oggi non prevedibili

La percezione di questi rischi sta rendendo molto complessa la negoziazione dei contratti PPA stipulati quando la misura è attiva. È infatti più difficile stabilire il livello del prezzo fisso sommandosi al rischio mercato quello regolatorio. È inoltre più complessa la ripartizione dei rischi, soprattutto per gli impianti finanziati a debito, aumentando il rischio di rinegoziazione anche per i nuovi contratti.

Tale complessità rende le proiezioni sui flussi di cassa necessari a supportare il finanziamento dell'impianto meno affidabili.

FIGURA 3. IMPIANTI SOGGETTI AL CAP DEI PREZZI ITALIANO ED EUROPEO



Elaborazioni MBS Consulting

BOX. MERCATO PPA E PRICING DEI CONTRATTI

Il mercato dei PPA in Italia ha registrato negli ultimi anni un forte incremento di volumi, con l'interesse crescente della domanda causato dagli aumenti di prezzo del gas e dell'energia elettrica. I consumatori sono sempre più interessati a comprendere i contratti PPA e a utilizzarli come fonte di approvvigionamento per ottimizzare i costi di *sourcing* (bloccando il prezzo di una parte dei consumi, tipicamente per una durata di 10 anni) e contribuire alla decarbonizzazione del sistema (supportando il rilascio del finanziamento dell'impianto mediante il prezzo PPA fisso che stabilizza i ricavi del produttore, e ricevendo le garanzie d'origine prodotte).

Per comprendere l'impatto del *cap* ai ricavi sulle modalità di negoziazione dei contratti, è utile ripercorrere gli *step* necessari per la valutazione e il relativo pricing di un contratto PPA.

- Il PPA è un contratto derivato il cui valore dipende dall'andamento di un contratto sottostante. Il prezzo del PPA solitamente è fisso per la durata del contratto, e corrisponde al *fair value* determinato dalla negoziazione tra le parti. Questo è basato su un riferimento di prezzo *spot* di mercato, ed è calcolato tenendo conto del prezzo catturabile dall'impianto (la media ponderata dei prezzi *spot* attesi per il profilo atteso di produzione)
- delle componenti di rischio che l'acquirente intende applicare e decurtare dalla stima del prezzo catturabile (es. rischio prezzo; rischio volume).

Tutti i contratti PPA contengono, nella sezione dedicata alle clausole commerciali, il riferimento di prezzo *spot* su cui il PPA è stato valutato e prezzato, e su cui saranno calcolate le fatture o gli eventuali aggiustamenti di valore. Il tipico riferimento di prezzo *spot* utilizzato in Italia è il prezzo PUN *captured*.

Cambiando il riferimento di prezzo del contratto, cambia anche il *pricing* del PPA poiché cambiano le componenti di rischio da includere. Ad esempio, se il riferimento di prezzo per il PPA cambia da PUN a Prezzo Zonale, l'acquirente sta incamerando il rischio che il prezzo della zona dove è installato l'impianto sia più basso rispetto al PUN (rischio CCT): in questo caso, il *pricing* del PPA potrebbe risultare in un valore più basso rispetto a quello calcolato in caso di indice PUN.

Con l'introduzione del *cap*, il PUN o il Prezzo Zonale, normalmente utilizzati per il *pricing* del PPA, non sono più conformi per esprimere il *fair value* del contratto poiché il produttore non riceve più il prezzo zonale, ma un diverso indice, che deve essere calcolato tenendo appunto conto del *cap* di 180 €/MWh.

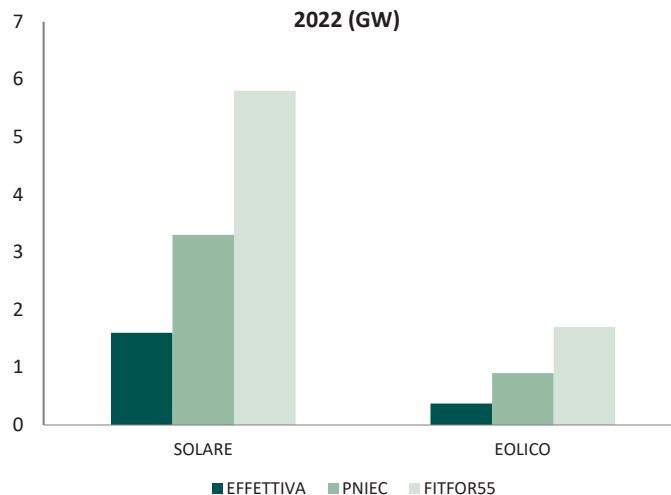
A tutto questo si aggiunge l'incertezza relativa alla modalità di applicazione del *cap*.

L'incertezza regolatoria legata alla possibilità di una proroga nei prossimi anni del *cap* ai profitti degli impianti inframarginali è ancora più preoccupante se si considera che la capacità installata rinnovabile in Italia sta crescendo a un tasso significativamente inferiore rispetto a quello a cui dovrebbe per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. Secondo i target prefissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), la capacità installata degli impianti fotovoltaici sarebbe dovuta aumentare di oltre 3 GW nel 2022, mentre circa 1 GW di capacità era atteso per l'eolico. A oggi, la capacità installata del fotovoltaico nel corso del 2022 ammonta a 1.6 GW (-52% rispetto agli obiettivi del PNIEC) mentre quella eolica a 0.4 GW (-59%). Obiettivi più sfidanti arrivano poi dal piano UE *Fit for 55*, da cui a oggi ci discostiamo di oltre il 70%.

L'impatto negativo della regolazione in oggetto potrebbe, quindi, essere almeno parzialmente ridotto, escludendo dal meccanismo i PPA chiusi per il

finanziamento di nuovi impianti, indipendentemente dalla data di stipula. A questo scopo potrebbe essere sfruttata la piattaforma PPA del GME (Bacheca PPA) in cui può essere dichiarata la struttura dei contratti per individuarne le caratteristiche e certificarne la natura di finanziamento di un nuovo progetto.

FIGURA 4. INCREMENTO CAPACITÀ INSTALLATA 2022 (GW)



Elaborazioni MBS Consulting



MERCATO ELETTRICO

Il settore rinnovabili in Europa fra incertezze e nuove opportunità

La partecipazione alle aste rinnovabili in Europa rallenta, segnata probabilmente dall'incerto contesto economico e geopolitico. Prosegue invece lo sviluppo dell'eolico off-shore con nuove opportunità in Francia. Dalla Germania arriva l'avvio del primo bando per l'approvvigionamento di idrogeno verde e dei suoi derivati da paesi extra-europei.

IN CALO I VOLUMI DEI BANDI FER IN SPAGNA

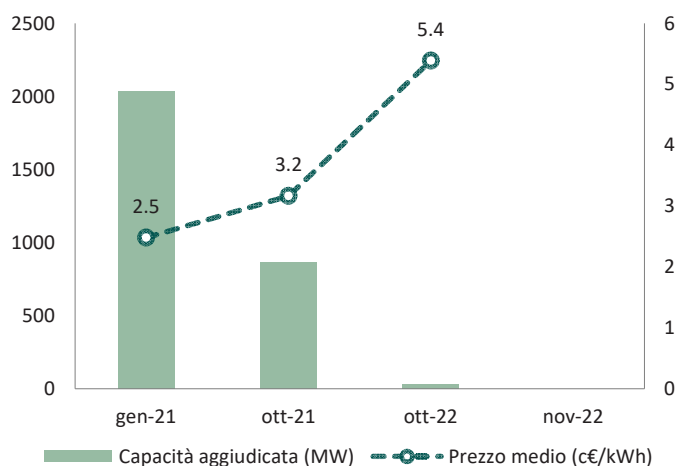
Il 25 ottobre e il 22 novembre di quest'anno, il Ministero della Transizione Ecologica e della Sfida Demografica ha indetto la terza e la quarta asta REER¹ per l'assegnazione di circa 3.8 GW di capacità. Dopo gli incoraggianti risultati del 2021 che hanno visto aggiudicatari circa 2.9 GW di capacità fotovoltaica e 3.3 GW di capacità eolica, i risultati delle edizioni 2022 sono al di sotto delle aspettative. Il terzo bando si è concluso, infatti, con il conferimento di 146 MW di capacità a biomassa e 31 MW di fotovoltaico distribuito², con un prezzo medio di riferimento di circa 93 €/MWh e 54 €/MWh, rispettivamente. Il quarto bando è andato quasi deserto, con soli 45 MW di eolico *off-shore* assegnati. Complice dei risultati deludenti probabilmente il difficile contesto economico: i prezzi dell'energia elevati, l'alta inflazione, i tassi di interesse in aumento e le tensioni sulle materie prime, secondo il governo spagnolo, hanno condizionato i partecipanti e gli esiti delle gare. I bandi REER fanno parte del nuovo pacchetto di incentivazioni riservate alle rinnovabili spagnole e approvato a fine 2020, con la prima asta

svoltasi a gennaio 2021. Il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi nazionali di decarbonizzazione al 2030 è il principale *driver* per l'istituzione di questo schema: il 74% della generazione nazionale dovrà essere prodotta da fonti rinnovabili e il sistema necessiterebbe di circa 5 GW di capacità aggiuntiva ogni anno nel periodo 2021-2030. Il meccanismo ad asta dovrebbe garantire almeno un terzo della quota aggiuntiva necessaria.

IN FRANCIA SI APRONO NUOVE POSSIBILITÀ PER I PROGETTI EOLICI OFF-SHORE

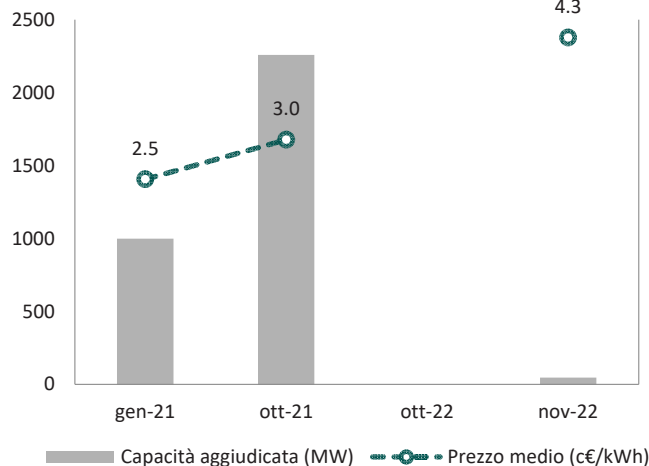
A inizio dicembre, la Francia ha annunciato due bandi per due nuovi progetti eolici *off-shore* con una capacità pari a 2.5 GW complessivi, uno da 1 GW situato nell'Atlantico a 35 km dall'isola Oleron, e uno da 1.5 GW a 38 km dalla Normandia. I soggetti interessati avranno tempo fino a dicembre 2023 per presentare le richieste di interesse iniziali, mentre a febbraio 2023 avrà inizio il dialogo competitivo di 3 mesi che permetterà agli sviluppatori di discutere i progetti con le autorità pubbliche prima di presentare le proposte definitive. L'assegnazione del bando è attesa tra la fine del 2023 e l'inizio del 2024. Risulta

FIGURA 1. ASTE FER SPAGNA - FOTOVOLTAICO: QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e c€/kWh dx)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 2. ASTE FER SPAGNA - EOLICO ON-SHORE: QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e c€/kWh dx)



Elaborazioni MBS Consulting

¹ Renewable Energy Economic Regime.

² Impianti solari con potenza nominale pari o inferiore a 5 MW.

inoltre essere stato messo in esercizio commerciale il primo parco eolico *off-shore* di grande taglia, il Saint-Nazaire di 480 MW.

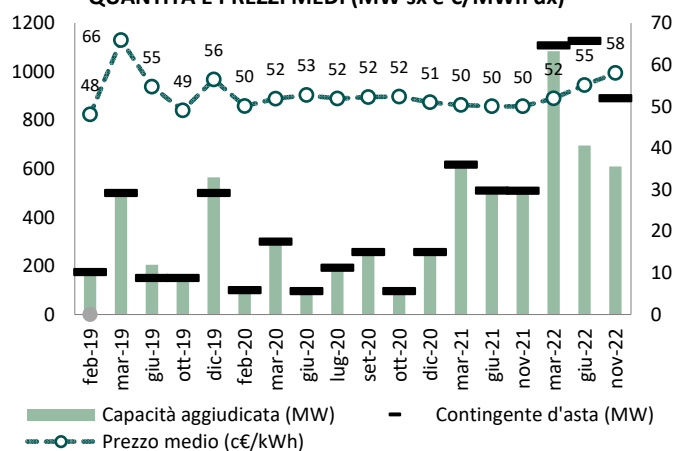
IL PRIMO BANDO PER L'ACQUISTO DI H2 VERDE DIVENTA REALTÀ IN GERMANIA

All'inizio di dicembre il Ministero dell'Economia e della Protezione Ambientale (BMWK) tedesco ha approvato e avviato il nuovo programma H2Global³. Il nuovo meccanismo ha lo scopo di promuovere la produzione di idrogeno verde e i suoi derivati su scala industriale in paesi fuori dal perimetro europeo per la loro successiva importazione in Germania e in Europa. Il programma, del valore di 900 milioni di euro, è disegnato per assicurare alla Germania e all'Europa l'approvvigionamento a lungo termine dei derivati dell'idrogeno verde (ammoniaca, metanolo e combustibili sostenibili per l'aviazione) attraverso procedure competitive. La HINTCO, una sussidiaria della H2Global Foundation⁴, assumerà il ruolo di intermediatore e si occuperà della compravendita dei derivati attraverso la stipula dei contratti. Da un lato la HINTCO concluderà contratti di acquisto decennali con i produttori extra-EU al minor prezzo possibile e dall'altro ne assicurerà l'importazione in Europa attraverso accordi di vendita di breve termine con il miglior offerente, ovvero il maggior prezzo proposto. Le prime forniture sono attese per la fine del 2024 e il governo tedesco ha già allocato dei sussidi di supporto per colmare la differenza fra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto, che si suppone sarà

negativa nella fase iniziale del mercato. È inoltre nei programmi del governo federale l'allocazione di ulteriori 3.5 miliardi di euro per nuove procedure competitive che potranno svolgersi fino al 2036. Il H2Global sarà la prima iniziativa globale con riferimenti di prezzo dell'idrogeno e dei suoi derivati disponibili al pubblico.

Nel frattempo proseguono le aste delle rinnovabili elettriche, con il 2022 che si conferma un anno record per la tecnologia solare in Germania: la chiusura della gara di novembre ha portato l'ammontare di nuova capacità incentivata a 2.4 GW⁵ complessivi, il livello assoluto più alto raggiunto a partire dal 2017. Ma si poteva andare oltre. Dopo il boom di inizio anno, quando il totale del contingente è stato esaurito, la seconda e la terza procedura hanno visto una partecipazione inferiore al potenziale, con una progressiva riduzione della capacità accettata. Risulta in progressiva crescita invece il prezzo medio di riferimento che rispetto a novembre 2021 ha guadagnato circa il 16%, raggiungendo i 58 €/MWh di energia solare. Le dinamiche nel settore eolico *on-shore* hanno avuto un'evoluzione simile nel corso di questo anno. Dopo l'eccezionale livello di partecipazione dell'asta svoltasi a settembre 2021 dove i volumi assegnati hanno superato gli 1.4 GW di capacità complessiva, le richieste successive si sono ridotte progressivamente scendendo fino a 0.7 GW accettati nel bando chiusosi il settembre scorso. I prezzi medi di riferimento, invece, restano stabili nell'ordine dei 58 €/MWh.

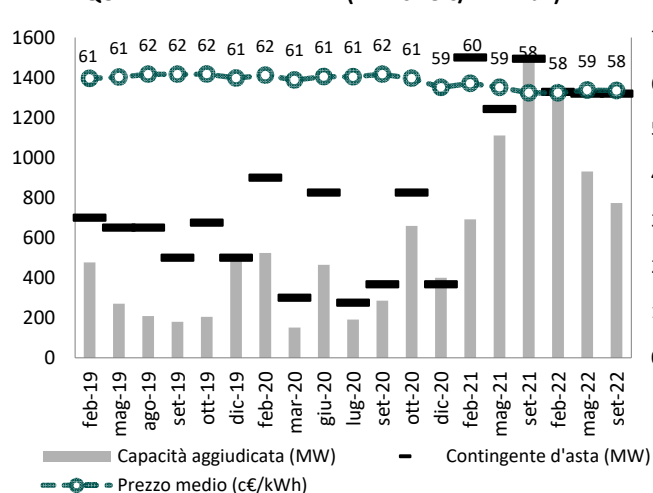
FIGURA 3. ASTE FOTOVOLTAICO* - GERMANIA: QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e €/MWh dx)



*Esclusi gli impianti sul tetto

Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 4. ASTE EOLICO ON-SHORE - GERMANIA: QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e €/MWh dx)



Elaborazioni MBS Consulting

³ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/12/20221208-bundesministerium-fur-wirtschaft-und-klimaschutz-startet-erstes-vergabeverfahren-fur-h2global.html>

⁴ La H2Global Foundation è un'organizzazione privata senza scopo di lucro la cui missione principale è la protezione del clima e dell'ambiente. Ha già partecipato in numerose iniziative dedicate alla produzione e all'uso dell'idrogeno verde e altri vettori energetici carbone-neutral.

⁵ Esclusi gli impianti distribuiti da realizzare sui tetti.

Comunità energetiche in stallo

Nonostante il forte interesse per le comunità energetiche, la mancanza di un quadro regolatorio certo ne limita il potenziale di crescita. Il 2023 potrebbe essere l'anno decisivo: attese a inizio anno la definizione delle caratteristiche tecniche dei diversi schemi e la quantificazione degli incentivi, oltre alle modalità di distribuzione dei fondi del PNRR.

L'EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA ITALIANA

A febbraio 2020 è stata avviata la fase pilota per il recepimento della *Renewable Energy Directive* 2018/2001 (RED II) in tema di comunità energetiche ed autoconsumo collettivo ([Legge 8/2020](#)).

In linea con la direttiva europea, il modello ha introdotto uno schema virtuale volto inizialmente a incentivare l'autoconsumo in forma collettiva, limitando il perimetro del gruppo alla porzione di rete sottostante alla cabina di trasformazione secondaria e la taglia massima per gli impianti rinnovabili pari a 200 kW ([Newsletter 265](#)).

A dicembre 2021 con il [DL 199/2021](#) sono state apportate modifiche alle regole introdotte a febbraio 2020, estendendo il perimetro di riferimento per la definizione di comunità energetica alle utenze sottostanti la stessa cabina di trasformazione primaria e portando la taglia massima per gli impianti rinnovabili a 1 MW

Nel 2022 sono state avviate due consultazioni:

- ARERA ha avviato ad agosto una [consultazione](#) che comprende la richiesta di un parere sugli schemi di autoconsumo definiti nel DL 199/2021 e chiarisce le caratteristiche tecniche dei diversi schemi di autoconsumo fisico e virtuale, che si è chiusa il 23 settembre e a cui avrebbe dovuto fare seguito la delibera di attuazione del DL 199/2021 entro il 30 settembre

- il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) lo scorso novembre ha avviato una seconda [consultazione](#) focalizzata sulla definizione e quantificazione dell'incentivo previsto per l'autoconsumo virtuale, che dovranno essere successivamente sancite con decreto ministeriale

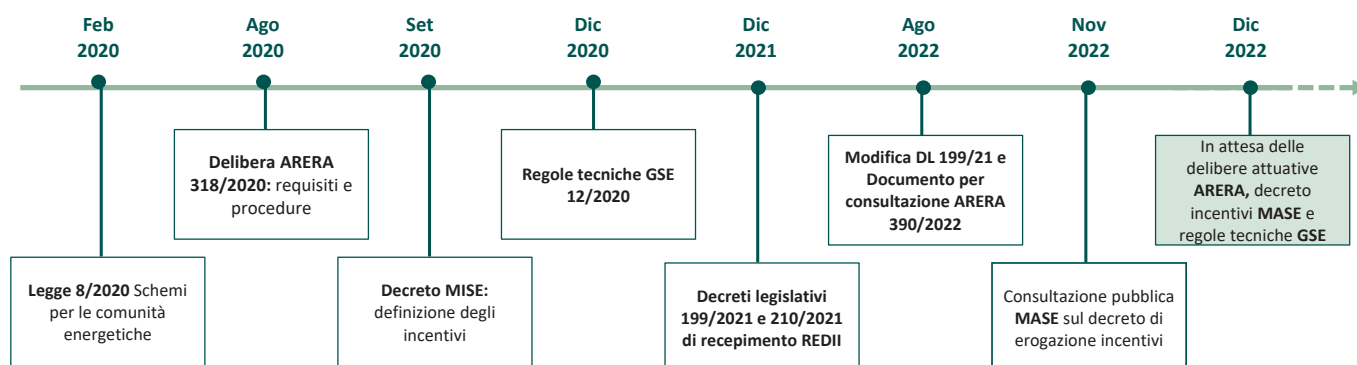
Sarà poi compito del GSE stabilire le regole tecniche del per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, necessarie per rendere il nuovo schema incentivamente ed effettivamente applicabile.

LA CONSULTAZIONE MASE PROPONE NUOVE REGOLE PER LA VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA CONDIVISA

A novembre 2022 il MASE ha avviato una consultazione pubblica aperta a tutti gli attori interessati allo sviluppo, includendo comunità energetiche, operatori di settore, istituzioni, imprese, cittadini e consumatori. Il documento individua criteri e modalità per la concessione di incentivi volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche, sistemi di autoconsumo collettivo e individuale a distanza.

Nel documento viene richiesto un parere in merito a:

1. la scelta di una **modalità** di erogazione dell'incentivo tramite assegnazione diretta prevedendo che il referente della configurazione possa richiedere al GSE su base volontaria una verifica preliminare di ammissibilità dei progetti



2. il **contingente** incentivabile, per cui viene fatta una proposta di allocazione di risorse fino al raggiungimento di **5 GW** nel periodo **2023-2027**

3. le **caratteristiche** dell'incentivo in vigore che prevede un corrispettivo fisso per 20 anni pari a:

- **100 €/MWh** per le configurazioni di autoconsumo collettivo
- **110 €/MWh** per le comunità energetiche rinnovabili

4. l'introduzione di un **fattore di correzione** zonale volto a rendere omogeneo l'incentivo a livello nazionale tarandolo in base ai diversi livelli di irraggiamento, con le seguenti modalità:

- + 4 €/MWh per le Regioni del Centro Italia
- +10 €/MWh per le Regioni del Nord Italia
- invariato per le Regioni del Sud Italia e isole

5. all'introduzione di un **cap price** sull'eccedenza di energia non condivisa, pari a **80 €/MWh**, qualora questa rappresenti meno del 70% della produzione dell'impianto e regolata finanziariamente tramite un Contratto per differenze gestito direttamente dal GSE.

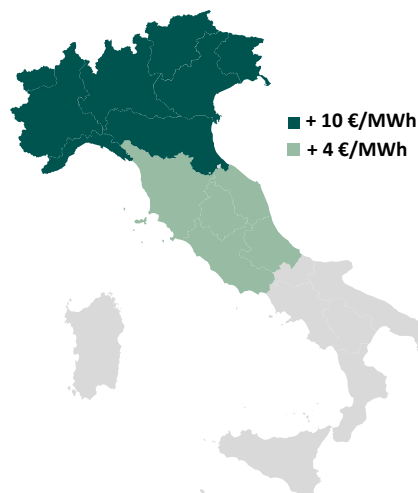
L'obiettivo della proposta relativa al **cap** sembrerebbe quello di stimolare le configurazioni di autoconsumo collettivo a incrementare il più possibile la quota di energia condivisa. Tuttavia, nella proposta mancano indicazioni in merito alle modalità di calcolo della suddetta percentuale e delle tempistiche di erogazione.

Viene infine proposta l'introduzione di un **cap price**.

IL PROLUNGARSI DEL REGIME TRANSITORIO RALLENTA LO SVILUPPO DELLE CER

Il persistere del regime transitorio, per il quale era stato fissato inizialmente un termine al 30 settembre 2022 ([delibera ARERA 120/2022](#)) sta rallentando lo sviluppo dei progetti di autoconsumo, comportando anche lo slittamento di bandi volti a finanziare

FIGURA 2. FATTORE DI CORREZIONE PER ZONA GEOGRAFICA



impianti inseriti in tali configurazioni, come avvenuto per la Manifestazione di Interesse della Regione Lombardia posticipata dal 30 dicembre 2022 al 30 aprile 2023.

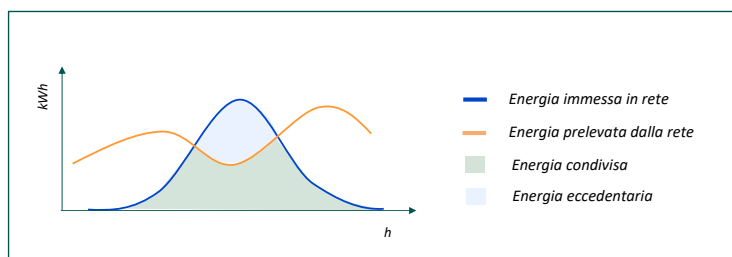
Nel 2022 è pertanto stato registrato un numero molto basso di nuove configurazioni di autoconsumo.

Negli ultimi tre anni in Italia è stato mappato un totale di circa 100 configurazioni, di cui sono operative meno della metà.

La delibera di attuazione del DL 199/2021 e le regole tecniche GSE sono attese per l'inizio dell'anno venturo, che si prospetta essere l'anno decisivo per le comunità energetiche e, in generale, per le configurazioni di autoconsumo virtuale.

Nel 2023 è inoltre attesa l'erogazione dei fondi PNRR¹ per cui devono ancora venire definite le modalità di distribuzione.

I fondi PNRR e regionali saranno prevalentemente destinati ai Comuni, individuati come i primi attori incaricati di promuovere e diffondere le CER sul territorio per offrire ai propri cittadini servizi sempre più tecnologicamente all'avanguardia e sostenibili per l'ambiente.

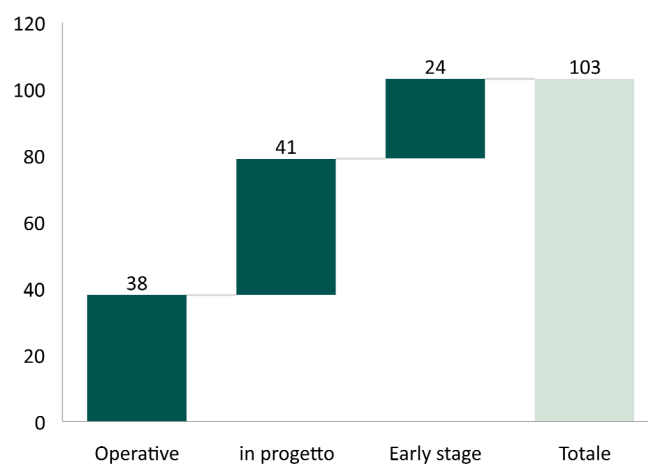


	> 70 %	< 70 %
Energia condivisa	Prezzo di mercato zonale	Prezzo di mercato zonale
Energia eccedentaria	Prezzo di mercato zonale	80 €/MWh

¹ PNRR Missione M2C2 Investimento 1.2: 2,2 miliardi destinati ai Comuni sotto i 5 mil abitanti.

Grazie allo sviluppo delle CER i Comuni potranno non solo incrementare la generazione rinnovabile, ma anche contrastare fenomeni di povertà energetica favorendo l'autonomia e i risparmi. Le CER rappresentano i pilastri di un sistema energetico resiliente e mutualistico, nuovo nucleo di sostenibilità energetica locale, strumento di rafforzamento dell'utilizzo e dell'accettabilità delle fonti rinnovabili nel territorio.

FIGURA 4. NUMERO DI COMUNITÀ ENERGETICHE ATTIVE E COSTITUENDE IN ITALIA



Censimento Legambiente Maggio 2022

Emergenza ucraina: evoluzione del quadro normativo

L'ultima proposta della Commissione Europea sul tetto al prezzo del gas non trova ancora una volta il consenso da parte dei ventisette. Prosegue invece la regolazione per gli stoccaggi, in vista della difficile stagione di riempimento del prossimo anno. L'Italia rimane in attesa dell'approvazione definitiva della Legge di Bilancio 2023, mentre tornano in aumento le accise sui carburanti per il mese di dicembre.

EUROPA: PROSEGUONO GLI INTERVENTI DELLA COMMISSIONE PER FAR FRONTE ALLA CRISI, MA MANCA ANCORA UN ACCORDO SUL CAP AL PREZZO DEL GAS

Se da un lato il blocco UE è riuscito rapidamente a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili provenienti dalla Russia, le misure per affrontare l'aumento dei prezzi dell'energia hanno provocato profonde divisioni tra gli Stati membri, con i leader UE ancora in disaccordo sulle modalità di applicazione di un tetto al prezzo del gas. La nuova proposta presentata dalla Commissione nel Consiglio del 24 novembre, non ha infatti ottenuto il via libera dai ventisette Ministri.

IL MECCANISMO DI CORREZIONE DEL MERCATO PER LIMITARE LA VOLATILITÀ DEL TTF

La [proposta](#) della Commissione è basata sull'introduzione di un meccanismo di ultima istanza temporaneo che dovrebbe limitare la volatilità dei prezzi, quindi rialzi eccessivi, come accaduto lo scorso agosto quando il TTF ha raggiunto picchi di oltre 300 €/MWh, discostandosi dai riferimenti del GNL di oltre 60 €/MWh e non rappresentando più un indicatore affidabile dei prezzi del gas in Europa.

Nella proposta viene stabilito un prezzo massimo di sicurezza pari a 275 €/MWh sul TTF *Month Ahead* (ovvero su quei contratti derivati che si riferiscono al primo prodotto mensile negoziabile alla data odierna), essendo i prodotti più liquidi sul mercato del gas olandese e rappresentando il prezzo di riferimento nel mercato europeo del gas all'ingrosso. Il meccanismo si attiverebbe solo al verificarsi congiuntamente di due condizioni: il prezzo del TTF *Month Ahead* supera i 275 €/MWh per due settimane consecutive e, nell'arco dello stesso periodo, il prezzo del TTF *spot* (*Intraday* e/o *Day Ahead*) supera di 58 €/MWh il prezzo del GNL per dieci giorni consecutivi

di negoziazione. Il prezzo del GNL di riferimento, in questo caso, è calcolato come la media giornaliera dei prezzi *Daily Spot Mediterranean Marker* (MED) e *Daily Spot Northwest Europe Marker* (NWE) pubblicati dall'agenzia Standard & Poor's. All'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER), che già sta lavorando alla creazione del nuovo *benchmark* di riferimento per il prezzo del GNL a partire da marzo 2023 (come stabilito nella [proposta di regolamento d'emergenza 2022/549](#)) è affidato il compito di notificare l'eventuale attivazione del meccanismo di correzione dei prezzi e, a partire dal giorno successivo, le transazioni al di sopra dei 275 €/MWh sarebbero negate.

L'entrata in vigore del meccanismo è prevista a partire da gennaio 2023 e dovrebbe proseguire per tutto il 2024, considerato il perdurare delle tensioni sui mercati fino almeno il prossimo inverno e che la piena operatività della maggior parte dei nuovi rigassificatori galleggianti in Europa è prevista entro la fine del 2024.

La BCE ha espresso la propria opinione sulla proposta della Commissione il 2 dicembre, a sfavore del meccanismo, ritenendo che la sua attuale concezione possa, in alcune circostanze, compromettere la stabilità finanziaria nell'area dell'euro. Il rischio secondo la banca centrale è che il meccanismo porti, contrariamente al suo scopo, a un aumento della volatilità, con il relativo innesco di *margin calls*¹, mettendo in discussione la capacità delle controparti centrali di gestire i rischi finanziari e incentivando la migrazione dal mercato regolamentato all'OTC (*over-the-counter*), non regolamentato a livello centrale.

La probabilità di attuazione di un meccanismo così definito, è quindi ancora bassa, con il Consiglio dei Ministri dello scorso 24 novembre che ha infatti visto l'opposizione della maggior parte degli Stati membri, tra cui Italia, Francia e Spagna. Il prossimo vertice si terrà il 13 dicembre.

¹ È il termine che descrive la notifica che i *trader* ricevono quando il saldo del conto scende al di sotto del requisito di margine richiesto per mantenere aperta una posizione aperta.

STOCCAGGI 2023: DEFINITI GLI OBIETTIVI INTERMEDI DI RIEMPIMENTO

Con il [Regolamento 2022/8953](#) del 23 novembre 2022 la Commissione ha definito gli obiettivi intermedi di riempimento degli stoccaggi europei, ovvero il livello minimo che deve essere raggiunto per ciascuno Stato membro nel primo giorno dei mesi di febbraio, maggio, luglio e settembre 2023, al fine di raggiungere il *target* del 90% entro l'inizio di novembre 2023, come stabilito dal [Regolamento EU 2022/1032](#) approvato lo scorso giugno.

La prossima campagna di riempimento degli stoccaggi si prospetta più difficoltosa delle precedenti, data la sempre maggiore scarsità delle forniture dalla Russia, ma i vincoli minimi di riempimento definiti dal Regolamento 2022/8953 sono comunque al di sotto dei livelli del 2022 e dei livelli medi storici sia per l'Italia sia, in media, per l'Europa.

ITALIA: LA NUOVA LEGGE DI BILANCIO 2023

Il DDL Bilancio, approvato dal Consiglio dei Ministri lo scorso 21 novembre e attualmente in esame alla Camera per proseguire l'iter parlamentare, dovrebbe ottenere l'approvazione definitiva in Senato entro la fine dell'anno.

Il Disegno di Legge proroga alcune delle manovre già attuate con il Decreto Aiuti Quater ([DL 176/2022](#)) e introduce nuove misure di sostegno per imprese e famiglie colpite dalla crisi. Tuttavia, inasprisce l'aliquota del contributo di solidarietà, oltre a dare una nuova attuazione al taglio degli extra profitti FER.

Proroghe per il Q1-23:

- riduzione dell'IVA al 5% sul gas metano per usi civili e industriali
- azzeramento degli oneri generali di sistema per tutte le utenze del mercato elettrico e del gas naturale
- bonus sociali energia elettrica e gas (aumento della soglia ISEE da 12000 a 15000 euro)
- rifinanziamento del fondo a garanzia di un contributo straordinario di solidarietà a favore degli enti locali per maggiore spesa per energia e gas per fronteggiare le maggiori spese derivanti dagli aumenti dei prezzi di gas ed energia

Nuove misure:

- **aumento del credito d'imposta:** passa dal 40% al 45% il credito per gli energivori, dal 30% al 35% per

FIGURA 1. ITALIA: TARGET DI RIEMPIMENTO STOCCAGGI (%)

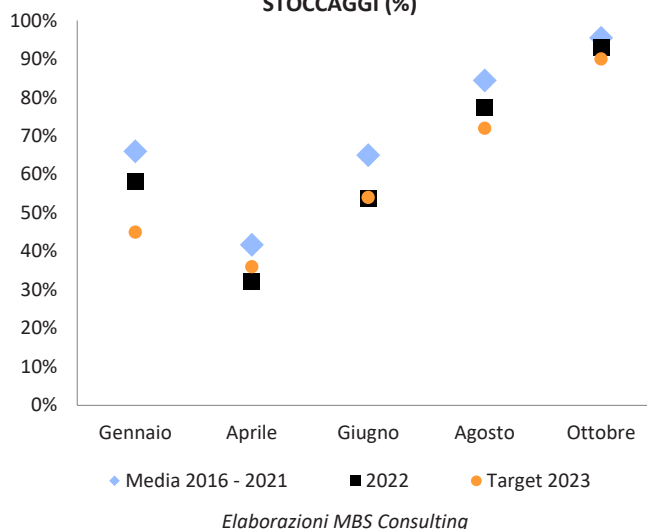
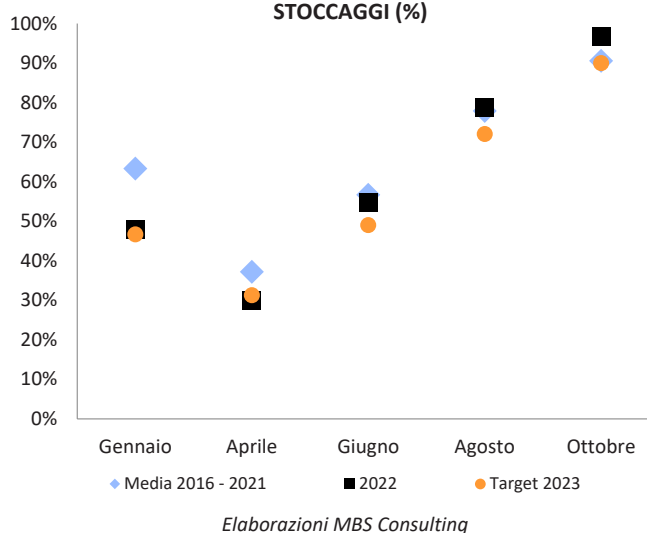


FIGURA 2. EUROPA: TARGET DI RIEMPIMENTO STOCCAGGI (%)



le imprese non energivore ma dotate di potenza disponibile almeno pari a 4.5 kW, dal 40% al 45% per gasivori e non gasivori (per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici)

- **fiscalizzazione della quota parte degli oneri generali del sistema elettrico afferente allo smantellamento delle centrali nucleari** e alle relative misure di compensazione territoriale: le componenti dedicate al recupero di tali oneri (ovvero le componenti tariffarie A2RIM e AMCTRIM della bolletta elettrica) non verranno più rimosse dai fornitori in bolletta elettrica, ma verranno coperti tramite risorse statali, in coerenza con le disposizioni del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)
- **extra-profitti FER:** in attuazione del [Regolamento UE 2022/1854](#) viene inserito il *cap* a 180 €/MWh ai ricavi di mercato dei produttori rinnovabili che non

rientrano nel meccanismo del *cap* italiano (art. 15bis del [DL 4/2022, Sostegni Ter](#)) (si veda articolo a pag. 3 di questa Newsletter).

- **nuovo contributo di solidarietà temporaneo: raddoppia l'aliquota di tassazione rispetto al 2022 che passa dal 25% al 50%** sugli utili 2022 che eccedono di almeno il 10% la media degli utili dei quattro anni precedenti. La platea di soggetti tenuti al pagamento del contributo comprende i produttori di energia elettrica, le attività di produzione di gas metano o estrazione di gas naturale, rivenditori e importatori dei suddetti prodotti, oltre a coloro che esercitano l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi
- **riduzione dei consumi di energia elettrica nelle ore di picco:** viene affidato a Terna il compito di istituire un servizio di riduzione dei consumi elettrici su base concorsuale, con l'obiettivo di selezionare i soggetti che assumono l'impegno di ridurre i consumi elettrici fino al 31 marzo 2023

- **istituzione di un fondo destinato a Snam** per i maggiori costi sostenuti per il servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza (per poco più di 800 milioni di euro, complessivamente, per l'anno 2023)

Nel provvedimento manca la proroga delle agevolazioni sulle accise dei carburanti, che tornano infatti in aumento per il mese di dicembre con l'approvazione del [DL Accise](#) (DL 179/2022 del 23 novembre 2022) precedentemente riviste al ribasso dal Decreto Aiuti Quater: benzina +21%; gasolio +27%; GPL +19%.

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

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	RECEPIMENTO
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
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	
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
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
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 - azzeramento oneri impropri e riduzione IVA gas Q3-22 - aumento credito d'imposta per imprese e autotrasportatori - ampliamento contributo straordinario utilities - riempimento ultima istanza stoccaggio anche per il GSE - garanzie pubbliche per finanziamenti a imprese a corto di liquidità per effetto guerra e per acquisto stoccaggio - 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% - più flessibilità acquisti AU	Legge 91/2022
DL 115/2022	09/08/2022	Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali. (Decreto Aiuti Bis)	- rafforzamento bonus sociale energia elettrica e gas - azzeramento oneri impropri e riduzione IVA gas Q4-22 - aumento credito d'imposta e ampliamento beneficiari - proroga extra-profitti rinnovabili fino al Q2-23 (incluso) - sospensione modifiche unilaterali ai contratti di fornitura fino Apr-23 - extra-profitti: raddoppio sanzione per imprese che non hanno versato l'acconto	Legge 142/2022
DL 144/2022	23/09/2022	Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza, PNRR (Decreto Aiuti Ter)	- proroga e aumento del credito di imposta fino a novembre-22: aumento dal 25% al 40% per energivori, gasivori e non gasivori; aumento dal 15% al 30% per non energivori (potenza > 4.5 kW) - proroga riduzione accise sui carburanti fino a fine ottobre-22 - proroga IVA al 5% su metano auto fino a fine ottobre-22 - contributo per acquisto carburante per mezzi di trasporto pubblico locale e regionale (su strada, marittimo e ferroviario) - indennità una tantum di 150 € per lavoratori dipendenti	Legge 175/2022
DL 176/2022	18/11/2022	Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica (Decreto Aiuti Quater)	- proroga del credito di imposta fino alla fine del 2022 alle stesse condizioni del Decreto Aiuti Ter - proroga riduzione accise sui carburanti fino alla fine del 2022 - proroga IVA al 5% su metano auto fino alla fine del 2022 - rateizzazione bollette per le imprese (massimo 36 rate mensili) - aumento delle concessioni per favorire l'incremento della produzione nazionale di gas - proroga fine tutela gas a partire dal 2024 - proroga al 31 marzo-23 della possibilità del GSE di vendere il gas in stoccaggio acquistato come fornitore di ultima istanza	da convertire in legge entro il 17 gennaio 2023
DL 179/2022	23/11/2022	Decreto Legge Accise	- aumento accise carburanti per il mese di dicembre-22	

Elaborazioni MBS Consulting

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, ACEA ENERGIA SPA, ACEGAS APS AMGA, AXPO ITALIA SPA, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI,
CVA ENERGIE SRL a s.u., DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI PLENITUDE SPA,
EP PRODUZIONE SPA, ERG SPA, F2i SGR, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SHELL ENERGY ITALIA SRL, SORGENIA SPA,
SR INVESTIMENTI, 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.

Piazza G. A. Diaz 6
20123 Milano