

NEWSLETTER



n. 269 Ottobre 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Le proposte di revisione della Direttiva sull'efficienza energetica

pag. 4

La revisione del Parlamento Europeo rende i contributi dei singoli Stati membri vincolanti, e potrebbe incidere significativamente sugli sforzi aggiuntivi richiesti all'Italia: pur tenendo conto del PIL pro-capite e dell'intensità energetica, inferiori rispetto alla media EU, il riferimento per la definizione degli obiettivi sarà lo scenario PRIMES MIX 55%, che prevede per il nostro paese un risparmio pari al 43%, superiore all'obiettivo del 36-40% previsto per l'Unione.

Le ESCo: i player di riferimento nel mercato dell'efficienza energetica

pag. 8

Modifica del Codice di Rete: un passo significativo verso l'integrazione dei sistemi di accumulo

pag. 9

Dopo la proposta di ARERA per un nuovo mercato storage, un passo ulteriore per incentivare gli investimenti in sistemi di accumulo viene da TERNA, che mette in consultazione una proposta di modifica del codice di rete per allargare la partecipazione al MSD anche alle unità di generazione non rilevanti.

02

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Le terre rare nella produzione eolica

pag. 11

Continuiamo il ciclo di articoli sulle terre rare con un approfondimento sulla produzione eolica. Il loro utilizzo migliora l'efficienza delle turbine, soprattutto quelle di dimensione maggiore, ed è oggi prevalente negli impianti off-shore. La crescita del prezzo e l'incertezza sulla sostenibilità della produzione potrebbe influenzare le scelte tecnologiche e la crescita della domanda futura di questi minerali.

Primi segnali di accelerazione per le autorizzazioni

pag. 13

L'avanzamento di numerosi procedimenti autorizzativi sta sbloccando volumi significativi sia per il fotovoltaico che per l'eolico, con il rilascio di numerose valutazioni di impatto ambientale positive sia a livello regionale che nazionale. Il numero di nuove istanze presentate si è tuttavia ridotto.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

pag. 17

La Commissione Europea propone di adottare temporaneamente un corridoio all'interno del quale il prezzo del gas al TTF sia libero di muoversi, limitando di conseguenza i picchi di volatilità, in attesa della creazione di un nuovo indice di riferimento per il prezzo del GNL che sia equo e trasparente, mentre in Italia il GSE mette a disposizione 16 TWh per il 2023 a prezzo calmierato per Electricity Release.

Prezzi mercato retail

pag. 20

Nel quarto trimestre 2022 è stato prorogato l'azzeramento degli oneri di sistema, ma il forte rialzo estivo si riflette sui prezzi per l'energia elettrica della maggior tutela. Il nuovo metodo di calcolo per la CMEM consente invece di trasferire a valle i rientri del prezzo gas di ottobre.

04

MONITORAGGIO IDROGENO

pag. 24

La Commissione Europea ha approvato il secondo progetto di comune interesse a sostegno delle applicazioni e degli utilizzi finali dell'idrogeno, all'interno del quale figurano quattro progetti italiani, mentre il MITE sancisce l'esenzione dagli oneri di rete per gli elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile prevista dal PNRR e fissa la percentuale di riduzione delle emissioni al 73.4% per l'idrogeno verde.



01

MERCATO ELETTRICO

Le proposte di revisione della Direttiva sull'efficienza energetica

La revisione del Parlamento Europeo rende i contributi dei singoli Stati membri vincolanti, e potrebbe incidere significativamente sugli sforzi aggiuntivi richiesti all'Italia: pur tenendo conto del PIL pro-capite e dell'intensità energetica, inferiori rispetto alla media EU, il riferimento per la definizione degli obiettivi sarà lo scenario PRIMES MIX 55%, che prevede per il nostro paese un risparmio pari al 43%, superiore all'obiettivo del 36-40% previsto per l'Unione.

A luglio 2021, la Commissione Europea ha pubblicato il pacchetto di riforme *Fit-for-55* a supporto della realizzazione degli obiettivi del *Green Deal* europeo ([Newsletter 256](#)). La decisione di impegnarsi per ridurre, entro il 2030, le emissioni di CO₂ del 55% rispetto ai livelli del 1990, ben più ambiziosa dell'obiettivo precedente di una riduzione pari al 40% sullo stesso arco temporale, ha infatti richiesto, fin da subito, uno sforzo più elevato in ambito clima ed energia per i diversi Stati membri.

L'efficienza energetica ha un ruolo prioritario per il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Tra le riforme presentate nel pacchetto *Fit-for-55*, la Commissione ha quindi proposto una [revisione della Direttiva sull'Efficienza Energetica](#) (DEE) con lo scopo di incrementare l'obiettivo di risparmio energetico europeo al 2030, in termini di energia finale, dal 32.5%, previsto dalla [DEE del 2018](#), al 36% (rispetto allo scenario PRIMES 2007¹; 9% rispetto allo scenario *Reference* 2020²) (**Tabella 1**).

L'invasione Russa dell'Ucraina ha incrementato ulteriormente l'enfasi sugli obiettivi di efficientamento energetico. La riduzione dei consumi energetici è considerata infatti lo strumento più economico, sicuro e pulito per ridurre la dipendenza europea dall'importazione di combustibili fossili dalla Russia.

Nell'ambito della pubblicazione del pacchetto REpowerEU ([Newsletter 265](#)), è stato quindi proposto un ulteriore incremento del target di riduzione dei consumi di energia finale portandolo al 39% rispetto alle previsioni dello scenario PRIMES 2007 per il 2030 (-13% rispetto alle proiezioni aggiornate al 2020). Le proposte del [pacchetto REpowerEU](#) sono state recepite dal Parlamento Europeo, che, nella plenaria di settembre 2022, ha approvato una [nuova versione della DEE](#), con obiettivi ancora più sfidanti rispetto a quelli precedentemente proposti (riduzione dei consumi di energia finale al 2030 del 40% rispetto alla baseline 2007; -14% rispetto alle proiezioni 2020).

La proposta di revisione della DEE, oltre a introdurre nuovi target di risparmio energetico al 2030, aggiorna le indicazioni per il raggiungimento di tali target, introducendo anche nuovi obblighi e misure discussi nei prossimi paragrafi.

PNIEC 2019: GLI OBIETTIVI ATTUALMENTE IN VIGORE PER L'ITALIA

Il [PNIEC](#), approvato nel 2019, definisce gli obiettivi di risparmio energetico al 2030 per l'Italia, recependo le indicazioni della DEE 2018. Queste ultime richiedevano agli Stati membri una riduzione annua minima dei consumi energetici, cumulata tra il 2021

TABELLA 1. OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Documento Data pubblicazione	DEE 2018 Dic-2018	FIT-FOR-55 Lug-2021*	REPOWEREU Mag-2022	PARLAMENTO EU Set-2022
Consumi di energia finale target al 2030 (Mtep)**	833	787	752	740
Risparmio % rispetto sc. PRIMES 2007	-33%	-36%	-39%	-40%
Risparmio % rispetto sc. Reference 2020	-4%	-9%	-13%	-14%

*Nota: Approvato dal Consiglio EU a giugno 2022

**Nota: Riferimento EU-27 (esclusione Regno Unito)

Elaborazioni MBS Consulting

¹ Lo scenario PRIMES 2007 è lo scenario di evoluzione dei consumi elettrici europei e degli Stati membri definito dalla Commissione Europea nel 2007, basato sulle attese di crescita economica formulate dalla Commissione nel 2007 e senza considerare gli effetti di interventi di efficientamento allora non implementati.

² Lo scenario *Reference* 2020 rappresenta un aggiornamento dello scenario PRIMES 2007 condotto nel 2020. Quest'ultimo integra quindi l'impatto degli sforzi di efficientamento realizzati tra 2007 e 2020 e aggiorna le ipotesi di sviluppo economico dei paesi dell'Unione in base ai dati disponibili nel 2020.

e il 2030, pari allo 0.8% dei consumi medi 2016-2018. Per l'Italia, questo corrisponde a un risparmio aggiuntivo di circa 0.9 Mtep all'anno tra il 2021 e il 2030, equivalente a un risparmio annuo incrementale complessivo nel 2030 pari a 9.3 Mtep. Se aggiunte ai risparmi già cumulati dall'Italia tra 2011 e 2020 (c.ca 13 Mtep/anno), le riduzioni dei consumi finali previste dal PNIEC entro il 2030 porterebbero a un risparmio energetico pari al 40% dei consumi energetici finali previsti dallo scenario PRIMES 2007 per l'Italia.

Secondo le stime del PNIEC, basate sulla minimizzazione dei costi di efficientamento, il settore civile (residenziale e terziario, inclusa la PA) è quello con il maggiore potenziale di riduzione dei consumi tra il 2021 e il 2030 (61% del totale), nonostante i risparmi significativi già ottenuti nel decennio precedente (56% del totale). Il maggiore impegno di riduzione dei consumi nel segmento degli edifici è in linea con indicazioni europee. Anche nelle recenti proposte di revisione della direttiva, la Commissione ha infatti sottolineato la centralità degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici, a oggi responsabili del 40% dei consumi di energia in Europa (e del 36% delle emissioni di CO₂), ponendosi l'obiettivo di raddoppiare il tasso annuo di ristrutturazioni tra 2020 e 2030. Significativo anche il contributo richiesto al settore dei trasporti (-2.6 Mtep/anno tra 2021 e 2030), mentre risulta più limitato l'impegno nell'industria (1 Mtep/anno), dove nel decennio precedente sono già stati fatti gli interventi di efficientamento con il minor rapporto costo/efficacia.

Nel complesso, il PNIEC stima che per il raggiungimento degli obiettivi di efficientamento energetico al 2030 dovrebbe essere necessaria una spesa pubblica di oltre 60 miliardi di euro a supporto dei meccanismi di incentivazione di natura fiscale, economica e regolatoria previsti dal piano (quali ad esempio il Conto Termico, l'Ecobonus e il meccanismo dei Certificati Bianchi), con la mobilitazione di oltre 220 miliardi di euro di investimenti privati. Le misure di supporto alla ripresa economica post-pandemica hanno accelerato la spesa pubblica nel settore dell'efficienza energetica a favore degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. Il [Super Ecobonus](#) 110%, introdotto nel secondo semestre del 2020, ha infatti già impiegato circa 55 miliardi di risorse pubbliche finanziate per circa 20 miliardi dai fondi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Fondo Complementare, ben oltre i circa 45 miliardi di euro di spesa pubblica per le misure

di detrazione fiscale previsti dal PNIEC per il periodo 2021-2030 (**Figura 1**).

LA REVISIONE DEGLI OBBLIGHI E DEGLI OBIETTIVI NAZIONALI

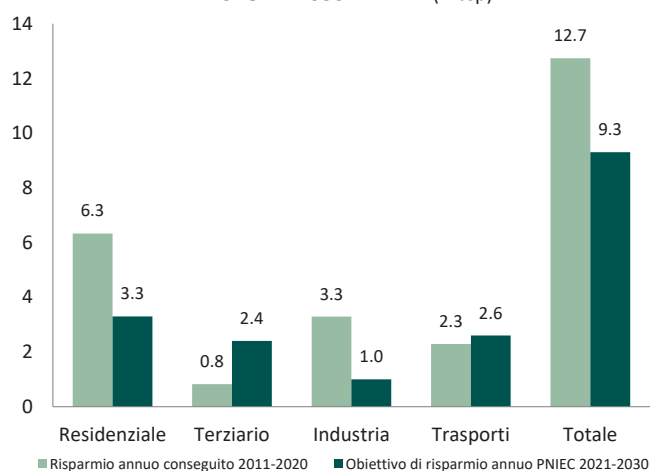
Le proposte di revisione della DEE, avanzate dai diversi organi dell'Unione Europea, oltre a rivedere al rialzo gli obiettivi vincolanti per l'Unione, modificano i parametri per la definizione degli obblighi di risparmio degli Stati membri, presentano una nuova metodologia per la definizione dei contributi nazionali a supporto del raggiungimento dell'obiettivo complessivo dell'Unione e introducono novità per gli obblighi della pubblica amministrazione e i requisiti di audit energetico.

OBBLIGO DI RISPARMIO MINIMO

Nella proposta della Commissione, con le [revisioni approvate dal Consiglio Europeo a giugno 2022](#), viene introdotto un incremento dell'obbligo di risparmio minimo annuo da cumulare tra 2021 e 2030, portandolo dall'0.8% all'1.5%, con un aumento progressivo nel corso del decennio. Gli sforzi aggiuntivi richiesti da Commissione e Consiglio Europeo porterebbero il contributo aggiuntivo di risparmio energetico per l'Italia al 2030 dai 9.3 Mtep annui previsti dal PNIEC a un risparmio annuo tra i 13 e 14 Mtep.

La revisione della DEE approvata dal Parlamento Europeo propone di incrementare ulteriormente gli obiettivi di risparmio minimo al fine di permettere il raggiungimento degli obiettivi più sfidanti introdotti dal pacchetto di misure REpowerEU. Nella proposta del Parlamento, viene infatti richiesto agli Stati membri di realizzare risparmi incrementali dei

FIGURA 1. RISPARMIO ANNUO CONSEGUITO E PREVISTO AL 2030 - ITALIA (Mtep)



Elaborazioni MBS Consulting

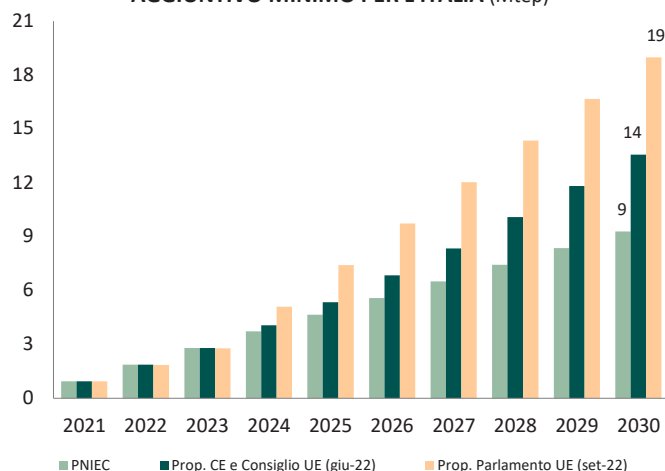
consumi di energia finale pari allo 0.8% all'anno per il primo triennio del decennio 2021-2030, e del 2% a partire dal 2024. Tale revisione porterebbe l'obiettivo di risparmio annuo incrementale per l'Italia a quasi 19 Mtep al 2030, poco più del doppio dell'obiettivo a oggi previsto dal PNIEC. L'approvazione dei nuovi obiettivi richiederà quindi la definizione di nuovi strumenti di incentivazione o il rafforzamento di quelli esistenti, oltre a richiedere una revisione al rialzo della stima degli investimenti pubblici e privati necessari per il raggiungimento dei target di risparmio energetico al 2030, rispetto a quanto precedentemente previsto dal PNIEC (Figura 2).

CONTRIBUTI NAZIONALI AGLI OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Nella DEE 2018, i contributi nazionali indicativi dovevano essere definiti dagli Stati membri tenendo in considerazione l'obiettivo complessivo vincolante dell'Unione e i requisiti minimi di risparmio annuo. Gli Stati membri potevano esprimere tale target nazionale in termini di consumo di energia finale o primaria al 2030, di risparmio di energia rispetto allo scenario di riferimento o di riduzione dell'intensità energetica. Nel PNIEC, l'Italia aveva espresso l'intenzione di perseguire un obiettivo di riduzione dei consumi di energia finale al 2030 pari al 40%, rispetto allo scenario PRIMES 2007. Tale obiettivo era stato definito sulla base dei risparmi minimi obbligatori imposti dalla direttiva e del conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili.

La metodologia per la definizione dei contributi nazionali, introdotta dalle proposte di revisione della DEE, richiede invece di definire il target nazionale di risparmio, in termini di riduzione dei consumi finali

FIGURA 2. RISPARMIO ANNUO CUMULATO AGGIUNTIVO MINIMO PER L'ITALIA (Mtep)



Elaborazioni MBS Consulting

o primari di energia rispetto allo scenario PRIMES 2007, sulla base della media di quattro fattori, così definiti:

- **Contributo forfettario (F_{flat})**, corrispondente all'obiettivo di risparmio dell'Unione per il 2030
- **Contributo in funzione del PIL pro capite (F_{wealth})**, definito dal rapporto tra la media dell'indice del PIL reale pro capite dello Stato membro nel triennio 2017-2019 e la media del PIL dell'Unione nello stesso periodo
- **Contributo in funzione dell'intensità energetica ($F_{intensity}$)**, calcolato come rapporto tra la media dell'indice di intensità di energia finale dello Stato membro nel triennio 2017-2019 e la media dell'Unione nello stesso periodo
- **Contributo in funzione del potenziale di risparmio energetico efficace in termini di costi ($F_{potential}$)**, definito, per ciascuno Stato membro, in base al risparmio di energia finale o primaria previsto dallo [scenario PRIMES MIX 55% per il 2030](#)

FORMULA PER IL CALCOLO DEI CONTRIBUTI NAZIONALI

Il livello di contributi dei singoli Stati membri è definito dalla formula:

$$FEC_{2030} = C_{EU} * (1 - Target) * FEC_{PRIMES2030}$$

dove:

- FEC_{2030} è il consumo di energia finale obiettivo dello Stato Membro al 2030
- C_{EU} è il fattore di correzione, uguale per tutti gli Stati Membri, per assicurare che la somma dei contributi nazionali permetta di raggiungere il target di consumi dell'Unione
- **Target** è il livello di ambizione nazionale di riduzione percentuale dei consumi rispetto allo scenario PRIMES 2007, definito dalla media delli fattori F_{flat} (Contributo forfettario), F_{wealth} (Contributo in funzione del PIL pro capite), $F_{intensity}$ (Contributo in funzione dell'intensità energetica) e $F_{potential}$ (Contributo in funzione del potenziale di risparmio energetico)
- $FEC_{PRIMES2030}$ è il consumo di energia finale al 2030 previsto dallo scenario PRIMES 2007 per lo Stato membro

Il target di risparmio percentuale nazionale così ottenuto viene infine moltiplicato per un fattore di correzione (C_{EU}) uguale per tutti gli Stati membri con lo scopo di garantire che la somma dei contributi nazionali permetta di raggiungere il target complessivo europeo.

Nel testo proposto dalla Commissione, e approvato dal Consiglio Europeo, il contributo dei singoli Stati membri è indicativo, pur contribuendo al raggiungimento all'obiettivo vincolante dell'Unione, in linea con quanto già previsto dalla DEE 2018.

La revisione della DEE approvata dal Parlamento Europeo lo scorso settembre propone invece di rendere i contributi dei singoli Stati membri vincolanti, scontrandosi con la posizione storicamente sostenuta da alcuni Stati membri.

I nuovi obblighi di risparmio energetico minimo per il decennio 2021-2030 incidono significativamente sugli sforzi aggiuntivi richiesti all'Italia, incrementando potenzialmente il divario tra il livello di efficientamento dei consumi italiani e quello della maggioranza dei paesi europei, nonostante i risultati già ottenuti dall'Italia nello scorso decennio. Il livello dei prezzi energetici italiani, generalmente superiore rispetto ai riferimenti europei, ha infatti fortemente trainato gli interventi di efficientamento energetico negli anni passati, grazie anche al significativo impegno delle politiche di supporto pubblico.

Alcuni dei fattori inclusi nella metodologia introdotta dalla nuova proposta di DEE potrebbero però limitare il livello obiettivo dei contributi nazionali richiesti all'Italia, rispetto alla media europea. Nella formula per il calcolo dei contributi, si tiene infatti conto della rilevanza del PIL pro-capite nazionale rispetto alla media europea, che nel periodo considerato come riferimento, 2017-2019, per l'Italia risulta inferiore rispetto alla media dei 27 paesi nell'EU, e del livello relativo di intensità energetica raggiunta dagli Stati membri, anche in questo caso più contenuto per l'Italia rispetto al riferimento medio europeo.

L'ultimo fattore considerato nella formula per la definizione dei contributi nazionale dovrebbe invece agire nella direzione opposta, visto che lo scenario PRIMES MIX 55% prevede per l'Italia un target di risparmio al 2030 pari a circa il 43%, rispetto allo scenario PRIMES 2007 per il 2030, sopra l'obiettivo del 36-40% previsto per l'Unione.

NUOVI OBBLIGHI PER GLI INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO NELLE PA

Le proposte di revisione della DEE confermano il ruolo di guida del settore pubblico per gli interventi di efficientamento energetico, introducendo però degli obblighi specifici di risparmio di energia finale per gli enti pubblici. Nelle proposte di revisione della DEE si richiede agli enti pubblici di ridurre il consumo finale tra l'1.7% all'anno e il 2% all'anno, rispetto al consumo del secondo anno precedente all'entrata in vigore della nuova direttiva. Rimane l'obbligo di garantire ogni anno la ristrutturazione di almeno il 3% della superficie degli edifici riscaldati e/o raffrescati di proprietà pubblica, con la richiesta aggiuntiva di far sì che la ristrutturazione trasformi gli stabili in edifici a energia quasi zero o a emissioni zero.

Per facilitare il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico nel settore pubblico, i documenti di revisione della DEE propongono di richiedere agli Stati membri di rendere pubblico un inventario contenente le informazioni di tutti gli edifici pubblici con una superficie superiore ai 250 mq. L'inventario dovrebbe essere istituito entro giugno 2024 e successivamente aggiornato con cadenza annuale. La disponibilità dell'inventario dovrebbe consentire con maggiore facilità agli attori privati attivi nel mercato dell'efficienza energetica, prime fra tutte le ESCo (*Energy Service Company*), di identificare e prendere parte agli interventi di efficientamento degli edifici pubblici. Qualora approvato, l'inventario dovrà includere delle informazioni minime richieste dalla DEE, tra cui:

- la superficie coperta dall'immobile
- il consumo annuo di riscaldamento, raffreddamento, energia elettrica e acqua calda
- l'attestato di prestazione energetica (se non disponibile, dovranno essere indicate le fonti di calore degli edifici, l'intensità energetica dell'edificio e le tipologie di impianti, di riscaldamento o tecnici, presenti)
- i risparmi energetici ottenuti con interventi precedenti
- l'età, il tipo di utilizzo, la tipologia e l'ubicazione degli edifici

REQUISITI PER I SISTEMI DI GESTIONE DELL'ENERGIA E GLI AUDIT ENERGETICI

I documenti proposti per la revisione della DEE dagli organi dell'Unione introducono nuove specifiche per gli obblighi di attuazione dei sistemi di gestione

e degli audit energetici nelle imprese. Nei nuovi documenti viene richiesto agli Stati membri di assicurarsi che, nelle imprese con un consumo medio annuo triennale superiore ai 100 TJ (o a 80 TJ, a partire dal 2027), venga attivato un sistema di gestione dell'energia, ovvero un insieme di misure organizzative, tecniche e comportamentali volte a razionalizzare e a ottimizzare la gestione aziendale dei vettori energetici, con certificazione di un organismo indipendente. Laddove le imprese non superino la soglia dei 100 TJ di consumi medi annui, ma abbiano comunque un consumo medio annuo triennale superiore a 10 TJ (o 6 TJ a partire dal 2027), viene invece richiesto di far sì che le imprese siano soggette su base quadriennale a un audit energetico svolto da

soggetti accreditati e indipendenti. Gli Stati membri dovranno poi fare in modo di rendere obbligatoria l'attuazione di eventuali raccomandazioni emerse durante gli audit energetici.

I PROSSIMI PASSI

Il processo di aggiornamento della DEE prevede, come prossimi passi, la discussione e l'approvazione del testo definitivo della direttiva da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo. Tale processo dovrà concludersi entro il 2024, termine per l'aggiornamento dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC), che declinano i target europei negli obiettivi dei singoli Stati membri.

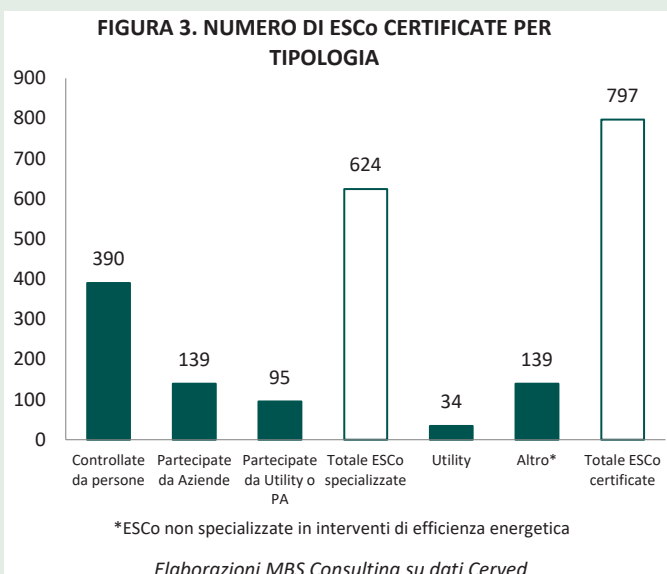
LE ESCO: I PLAYER DI RIFERIMENTO NEL MERCATO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Le ESCo (*Energy Service Company*), introdotte dal decreto [D.Lgs. 115/2008](#), si occupano di interventi di efficientamento energetico di impianti e di edifici. La certificazione UNICEI 11352 garantisce un livello minimo di competenze tecniche, finanziarie, commerciali e organizzative, oltre a permettere alla ESCo di accedere a bandi pubblici, effettuare attività di audit per le industrie energivore, presentare e gestire i TEE e le richieste di incentivi per il Conto Termico. Le ESCo coprono più attività della filiera dell'efficienza energetica, dall'offerta di servizi di consulenza e audit energetici, alle attività di ingegneria, conduzione degli impianti e fornitura delle *commodity*, e si distinguono dagli altri *player* di mercato perché operano con il modello dell'*Energy Performance Contract* (EPC). Questa tipologia di contratto, definita dalla [direttiva 2012/27/CE](#), prevede che la ESCo realizzi degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica su servizi generali, servizi ausiliari o processi industriali, sostenendo gli eventuali investimenti necessari per il conseguimento di tali benefici. A fronte del finanziamento dell'investimento iniziale, il cliente corrisponde alla ESCo un canone annuo corrispondente a quota parte del risparmio energetico abilitato dall'intervento per la durata del contratto (tipicamente tra i 10 e i 15 anni, a seconda del settore di destinazione e della tipologia di intervento), garantendo alla ESCo il recupero dell'investimento con un rendimento adeguato.

In Italia esistono 800 ESCo attive certificate, di queste circa 600 svolgono prevalentemente attività di efficientamento energetico, le rimanenti 200 sono invece *Utility* o società che si occupano principalmente di attività quali impiantistica, ingegneria e costruzione o illuminazione pubblica.

Le circa 600 ESCo specializzate si distinguono per tipologia di controllo societario: circa 400 sono soggetti di limitate dimensioni controllati da persone fisiche, mentre le restanti ESCo specializzate sono controllate da altre imprese, da Utilities o da soggetti pubblici (**Figura 3**). Il fatturato medio delle ESCo specializzate, pari ad un valore medio di 9 miliardi di euro/anno tra 2017 e 2020, rappresenta una fetta significativa ma non completa del fatturato del mercato dell'efficienza energetica, visto che anche le *Utilities* e altri *player* non specializzati svolgono direttamente attività in questo mercato.

La revisione al rialzo dei target di efficientamento energetico per il 2030, proposta dall'Unione Europea, rappresenta un ulteriore fattore di traino per le prospettive del *business* ESCo nei prossimi anni, già fortemente incentivato dall'incremento generalizzato dei prezzi energetici rispetto ai livelli medi pre-pandemici, atteso permanere nel breve-medio termine, e dagli incentivi già resi disponibili dal governo per il raggiungimento degli attuali target al 2030.



Modifica del Codice di Rete: un passo significativo verso l'integrazione dei sistemi di accumulo

Dopo la proposta di ARERA per un nuovo mercato storage, un passo ulteriore per incentivare gli investimenti in sistemi di accumulo viene da TERNA, che mette in consultazione una proposta di modifica del codice di rete per allargare la partecipazione al MSD anche alle unità di generazione non rilevanti.

I costi elevati delle batterie elettrochimiche richiedono che gli investimenti in questa tecnologia siano sostenuti da remunerazioni di lungo termine, che integrino i ricavi ottenibili sui mercati *spot* dell'energia elettrica a cui i sistemi di accumulo possono partecipare, ma con limitazioni significative.

Le attuali regole del Codice di Rete riservano infatti la partecipazione al Mercato dei Servizi Ancillari (MSD) alle unità di produzione (UP) programmabili, con una taglia superiore ai 10 MVA (impianti rilevanti), e che possano garantire l'erogazione dei vari servizi di regolazione per una durata pari ad almeno 4 ore. Sono quindi completamente esclusi dalla partecipazione al MSD gli impianti di generazione rinnovabili non programmabili¹ ed è ostacolata la diffusione dei sistemi di accumulo di più piccola taglia o di minore capacità (*power intensive*), oppure accoppiati a impianti di generazione rinnovabile. In questo contesto, dopo il disegno del nuovo mercato *storage* posto recentemente in consultazione da ARERA ([Newsletter 268](#)), nella [consultazione](#) del 29 settembre (aperta alle osservazioni degli operatori sino al 31 ottobre), Terna propone una serie di modifiche al Codice di Rete, con l'obiettivo di allargare la partecipazione al MSD anche alle unità di generazione non rilevanti (con taglia inferiore ai 10 MW), indipendentemente dal fatto che siano programmabili o non programmabili. Verrebbero quindi meno i requisiti di taglia e di programmabilità, introducendo la possibilità di abilitarsi su base volontaria al MSD per tutte quelle risorse non già obbligatoriamente abilitate², caratterizzate da una potenza netta almeno pari a 1 MW e che rispettano i requisiti per la fornitura di uno specifico servizio.

Terna ha inoltre proposto di eliminare i vincoli di durata minima di erogazione definiti per la fornitura dei vari servizi di dispacciamento (per l'abilitazione ai servizi di regolazione, bilanciamento e risoluzione

delle congestioni oggi è richiesta una durata minima di erogazione pari a 4 ore³). Terna vuole così consentire alle risorse di tipo *power-intensive* (ossia con un minor rapporto capacità/potenza) di partecipare al MSD e contribuire alla sicurezza del sistema elettrico. In questo modo verrebbe superato anche il vincolo di 2 ore imposto alle batterie che si abilitano al MSD tramite i progetti pilota (UVAM, UPR).

Un altro aspetto rilevante della consultazione riguarda la configurazione dei sistemi di accumulo integrati con impianti di generazione rinnovabile non programmabile (FRNP). Oggi una batteria accoppiata a una FRNP viene considerata in ogni caso un'unità di generazione non programmabile⁴, mentre con la modifica proposta al Codice di Rete, Terna considererebbe la risorsa rinnovabile e lo *storage* di default come due unità di produzione distinte (considerando lo *storage* come unità programmabile a se stante) e lascerebbe, eventualmente, all'operatore la facoltà di considerarle come una singola unità di produzione. In questo caso, la natura programmabile o non programmabile verrebbe definita sulla base del rapporto tra la taglia dell'accumulo e la taglia della FRNP associata. A un minore contributo della batteria alla regolazione del sistema elettrico corrisponderebbe, quindi, un minore requisito di taglia (in rapporto a quello della risorsa rinnovabile) richiesto per considerare l'unità di produzione programmabile (**Tabella 1**).

TABELLA 1. CONSULTAZIONE TERNA MODIFICA AL CODICE DI RETE

	AS IS	TO BE
ABILITAZIONE MSD	UP rilevanti (>10 MW) e programmabili	UP > 1 MW
REQUISITI TECNICI MSD	>= 4 ore oppure >= 2 ore se tramite progetti pilota	Eliminato ogni vincolo
CONFIGURAZIONE STORAGE+ FRNP	UP non programmabile	Dipenda da taglia <i>storage</i> /taglia RES

Elaborazioni MBS Consulting

¹ Le unità di generazione non programmabili possono abilitarsi al MSD solo tramite progetti pilota come UVAM (Unità virtuali abilitate miste) o UPR (Unità di Produzione rilevanti).

² Unità di produzione rilevanti (>10 MW) e programmabili.

³ Nel caso specifico dell'erogazione della Riserva Terziaria di Sostituzione, il servizio andrà fornito per un tempo illimitato.

⁴ Attualmente, il Codice di Rete non prevede un'esplicita definizione e regolazione dei sistemi di accumulo. Questi vengono disciplinati in maniera transitoria della delibera ARERA 574/2014/R/eel: i sistemi di accumulo *stand-alone* sono equiparati agli impianti di pompaggio idroelettrico, mentre le batterie integrate con altre unità di generazione assumono la stessa natura delle unità a cui sono accoppiate.

A photograph of an offshore wind farm at sunset. The sky is filled with soft, orange and blue clouds. In the foreground, a large white wind turbine is partially visible, showing its nacelle and parts of its blades. In the background, several other wind turbines are visible, their silhouettes softened by the distance and the atmospheric light. The overall mood is serene and modern.

02

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

Le terre rare nella produzione eolica

Continuiamo il ciclo di articoli sulle terre rare con un approfondimento sulla produzione eolica. Il loro utilizzo migliora l'efficienza delle turbine, soprattutto quelle di dimensione maggiore, ed è oggi prevalente negli impianti off-shore. La crescita del prezzo e l'incertezza sulla sostenibilità della produzione potrebbe influenzare le scelte tecnologiche e la crescita della domanda futura di questi minerali.

Le vaste applicazioni delle terre rare sono frutto delle loro proprietà fondamentali, esaminate nell'articolo precedente: magnetiche, ottiche, chimiche ed elettriche.

Una delle principali applicazioni in campo energetico riguarda le turbine eoliche.

La costruzione delle turbine eoliche richiede elevate quantità di elementi come cemento, acciaio, ferro, fibra di vetro, polimeri, alluminio, zinco e terre rare. Le quantità relative dei diversi elementi variano in base alle dimensioni e al tipo di turbina installata.

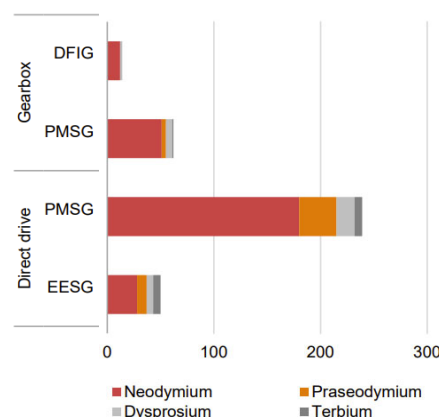
In un impianto eolico, la turbina trasforma l'energia del vento in elettricità utilizzando la forza aerodinamica delle pale del rotore. Questo è collegato a un generatore, il quale accelera la rotazione e crea così elettricità. Il collegamento può essere tramite riduttore (*gearbox*) o diretto, mentre il generatore può essere sincrono, o asincrono grazie all'utilizzo di magneti permanenti. In altre parole le diverse tecnologie possono essere classificate come segue.

- **GB-DFIG:** *gearbox double-fed induction generator*, generatore di induzione asincrono a doppia alimentazione
- **GB-PMSG:** *gearbox permanent-magnet synchronous generator*, generatore sincrono a magneti permanenti con cambio
- **DD-PMSG:** *direct-drive permanent-magnet synchronous generator*, generatore sincrono a magneti permanenti a trasmissione diretta
- **DD-EESG:** *direct-drive electrically excited synchronous generator*, generatore sincrono ad eccitazione elettrica ad azionamento diretto

Il mercato eolico *on-shore* è attualmente dominato dai GB-DFIG, che rappresentano oltre il 70% del mercato globale. Tuttavia, i DD-PMSG hanno raddoppiato la propria quota di mercato negli ultimi 10 anni, da circa il 10% nel 2010 al 20% nel 2020. Nel settore *off-shore*, le turbine DD-PMSG sono la scelta principale, con circa il 60% del mercato mondiale.

Le turbine basate sui PMSG richiedono neodimio e disprosio. I DD-PMSG generalmente contengono quantità maggiori di REE rispetto ai GB-PMSG, ma consentono dimensioni complessive inferiori, peso inferiore e maggiore efficienza. Richiedendo turbine sempre più alte, i siti eolici *off-shore* generalmente optano per le configurazioni DD-PMSG grazie alla loro leggerezza ed efficienza e ai minori costi di manutenzione. In generale, al crescere della dimensione degli impianti eolici cresce la domanda di PMSG maggiormente performanti. Lo IEA ha stimato l'intensità delle terre rare per le diverse tipologie, che risulta esponenzialmente più elevata nelle turbine di tipo DD-PMSG rispetto alle turbine GB (**Figura 1**).

FIGURA 1. USO DI TERRE RARE NELLE TURBINE EOLICHE (kg/MW)



Elaborazioni MBS Consulting

Sempre la IEA, stima come le PMSG potrebbero rappresentare circa il 95% del mercato *off-shore* nel 2040 e il 40% del mercato *on-shore*. In questo scenario, data la crescita attesa a livello globale della capacità installata di turbine eoliche, la domanda di REE per la produzione eolica - di neodimio e praseodimio in particolare - sarebbe destinata a più che triplicare entro il 2040.

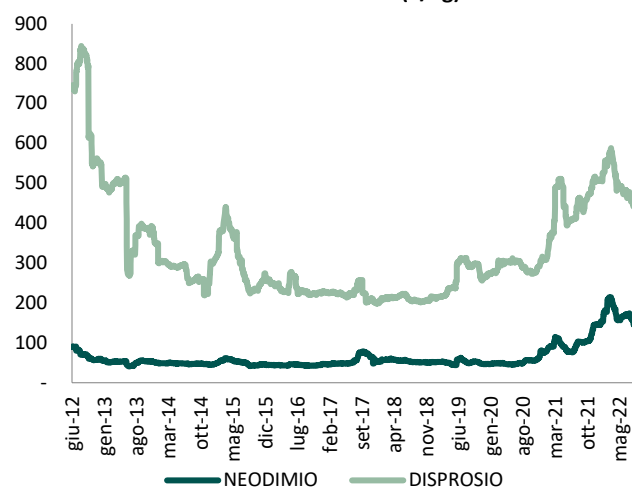
La recente crescita del prezzo delle terre rare desta tuttavia qualche preoccupazione.

Come mostrato in **Figura 2**, il prezzo del Neodimio è più che raddoppiato nell'ultimo anno come anche il prezzo del disprosio, usato solo nelle tecnologie a magneti permanenti e molto più pregiato.

L'aumento del prezzo delle terre rare, l'incertezza sull'affidabilità dei fornitori e i timori sulla sostenibilità ambientale e sociale delle miniere di potrebbero arrivare ad influenzare le scelte tecnologiche. Si può infatti immaginare anche uno scenario diversi da quello descritto, in cui l'uso di tecnologie a magneti permanenti viene minimizzato con prevalenza di utilizzo di tecnologie DD-EESG.

Nel settore della produzione eolica l'andamento del mercato internazionale delle terre rare potrebbe dunque influenzare le scelte tecnologiche future, anche se non sembra in grado di pregiudicare, da solo, la crescita futura del settore.

FIGURA 2. ANDAMENTO DEL PREZZO DEL NEODIMIO E DEL DISPROSIO (€/kg)



Elaborazioni MBS Consulting

Primi segnali di accelerazione per le autorizzazioni

L'avanzamento di numerosi procedimenti autorizzativi sta sbloccando volumi significativi sia per il fotovoltaico che per l'eolico, con il rilascio di numerose valutazioni di impatto ambientale positive sia a livello regionale che nazionale. Il numero di nuove istanze presentate si è tuttavia ridotto.

Nel corso dei mesi di settembre e ottobre, l'attività autorizzativa è stata ricca, con numerosi progetti che hanno ottenuto la VIA, tra cui i primi fotovoltaici di cui si è occupata la commissione tecnica PNRR-PNIEC (fino a fine settembre, la commissione aveva adottato provvedimenti esclusivamente per impianti eolici). Hanno così ottenuto la VIA l'agrivoltaico della Tozzi Green SpA che, a iter autorizzativo completato, verrà costruito in Sicilia, e gli impianti fotovoltaici Sagittaria di Edison SpA e Sassari 01 di Whysol-E Sviluppo Srl,

per una potenza complessiva di 126 MW. Il periodo è stato positivo per i procedimenti di VIA anche a livello regionale con parere positivo giunto per 313 MW di potenza concentrati al Sud: dei nove progetti, otto si trovano in Sicilia (di cui quattro agrivoltaici) e uno in Piemonte. Complessivamente nel mese di settembre tra VIA positiva e verifiche di assoggettabilità sono stati rilasciati provvedimenti per 405 MW. Nel mese di ottobre i MW interessati a tali procedimenti raggiungono quota 126 MW (**Figure 1-4**).

FIGURA 1. FOTOVOLTAICO: VIA + VA OTTENUTE (MW)

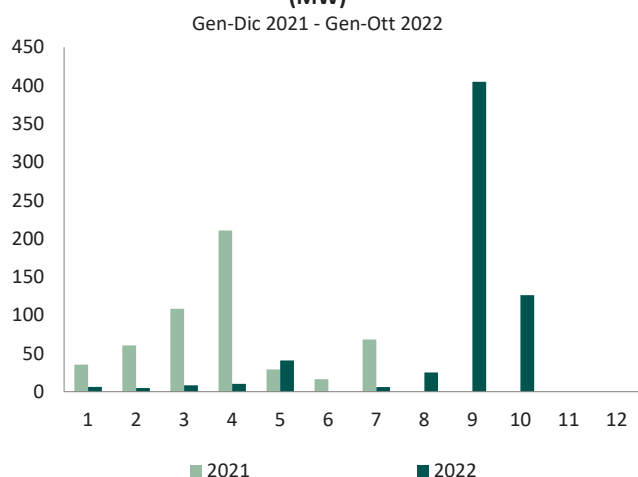


FIGURA 2. FOTOVOLTAICO: AUTORIZZAZIONI RILASCIATE (MW)

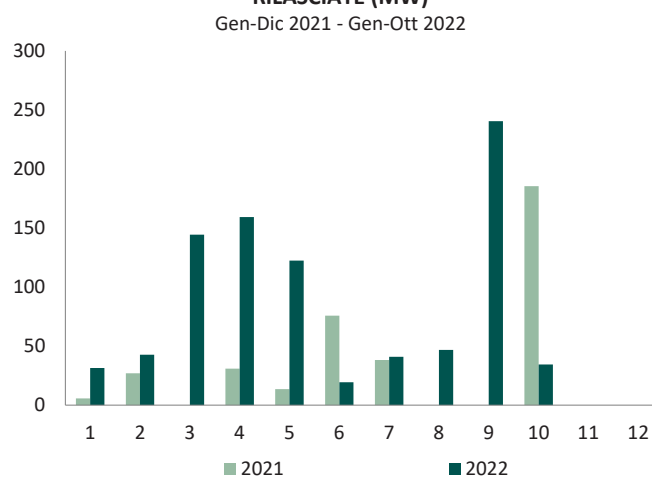


FIGURA 3. FOTOVOLTAICO: VIA IN CORSO (MW)

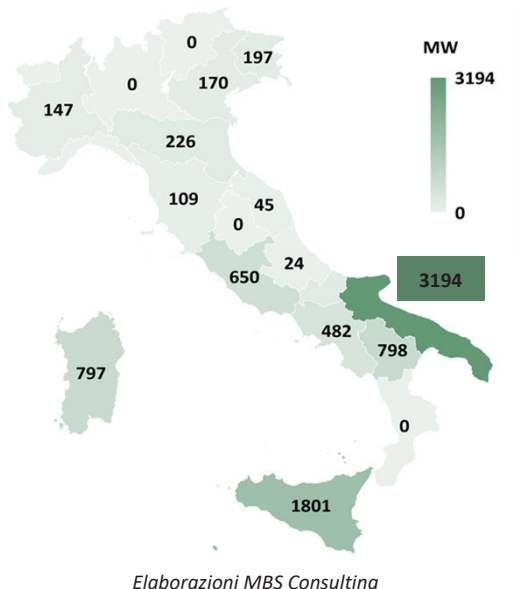
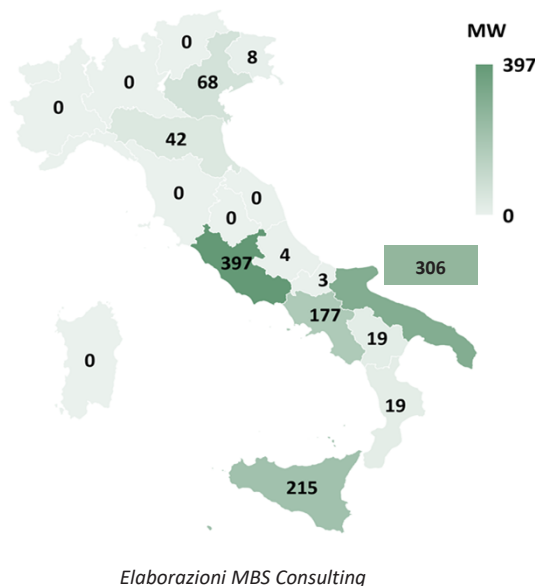


FIGURA 4. FOTOVOLTAICO: AUTORIZZAZIONI CONCESSE (MW)



Le nuove istanze di VIA presentate al MiTE tra settembre e ottobre, e valutazioni di assoggettabilità a VIA in corso di valutazione sono quattro per 215 MW, distribuite tra Puglia, Lazio, Sicilia e Sardegna, tra cui figura l'agrivoltaico Monte della Grassa.

In questi due mesi, sono state inoltre concesse tredici autorizzazioni regionali (PAUR) a impianti fotovoltaici (le cui presentazioni di istanza erano state avanzate tra marzo 2019 e novembre 2021), di cui 240 MW a settembre e 30 MW a ottobre. Capofila il Lazio con 134 MW e quattro impianti approvati, ma l'impianto più grande è quello di SG Progetti Uno Srl, per 60 MW in Sicilia. Approvato anche l'impianto fotovoltaico galleggiante Cesima di Enel Produzione SpA.

Settembre e ottobre sono stati mesi positivi anche per gli impianti eolici. A settembre dal MiTE è arrivato giudizio positivo di VIA per tre impianti dalla potenza complessiva di 286 MW, distribuiti tra Puglia e Sardegna, cui si aggiungono 71 MW per i quali la regione Basilicata ha concesso parere positivo in sede di VIA regionale nei comuni di Venosa e Barile. Inoltre, la verifica di assoggettabilità della regione Basilicata ha permesso di oltrepassare il procedimento di VIA a 7 MW (**Figure 5-8**). Nel mese di settembre si contano quindi un totale di 364 MW cui è stata riconosciuta VIA positiva.

Nel mese di ottobre altri sei impianti hanno ricevuto esito positivo di VIA dal MiTE per un totale di 328

FIGURA 5. EOLICO: VIA + VA OTTENUTE (MW)

Gen-Dic 2021 - Gen-Ott 2022

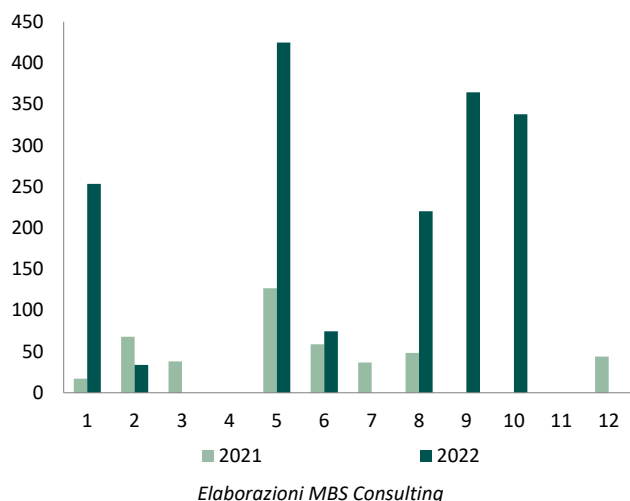


FIGURA 6. EOLICO: AUTORIZZAZIONI RILASCIATE (MW)

Gen-Dic 2021 - Gen-Ott 2022

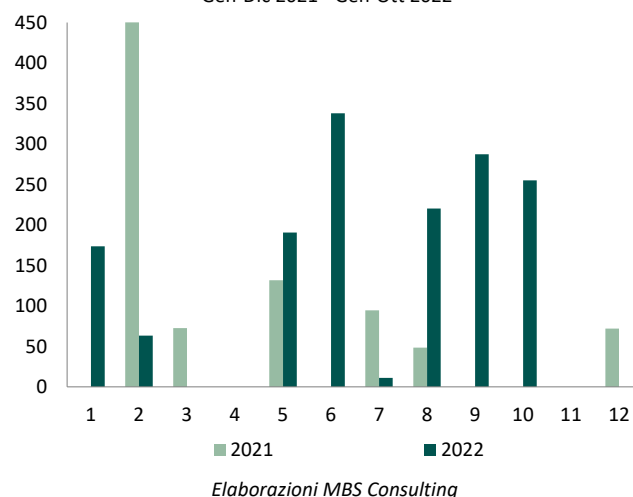


FIGURA 7. EOLICO: VIA IN CORSO (MW)

Gen-Dic 2021 - Gen-Ott 2022

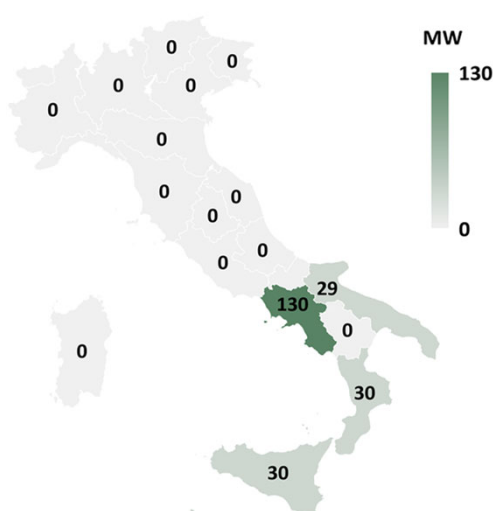
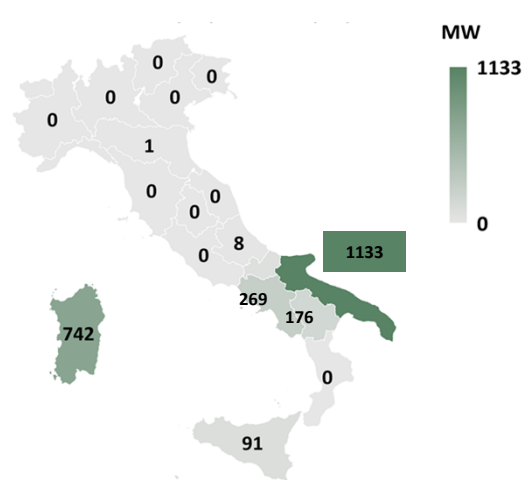


FIGURA 8. EOLICO: AUTORIZZAZIONI CONCESSE (MW)

Gen-Dic 2021 - Gen-Ott 2022



MW, di questi, tre istanze sono giunte dalla Puglia, in particolare dalla provincia di Foggia (124 MW), due dalla Basilicata (118 MW), una dalla Sardegna (50 MW) e un'ultima dalla Sicilia (36 MW). Inoltre, in Sicilia hanno ottenuto VIA regionale positiva ulteriori 10 MW nel comune di Mazara del Vallo (TP).

Due progetti in provincia di Foggia, per un totale di 75

MW, non hanno invece ottenuto il parere favorevole della commissione tecnica in sede di valutazione di impatto ambientale.

Infine, nella prima metà di settembre è stato autorizzato dalla regione Emilia-Romagna, tramite PAUR, l'impianto eolico di Castel del Rio (BO), della EWIND 25 Srl, per 975 kW di capacità.



03

IMPRESSE E

ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

La Commissione Europea propone di adottare temporaneamente un corridoio all'interno del quale il prezzo del gas al TTF sia libero di muoversi, limitando di conseguenza i picchi di volatilità, in attesa della creazione di un nuovo indice di riferimento per il prezzo del GNL che sia equo e trasparente, mentre in Italia il GSE mette a disposizione 16 TWh per il 2023 a prezzo calmierato per Electricity Release.

EUROPA: GLI STATI MEMBRI CHIAMATI A TROVARE UN ACCORDO SUL GAS

La proposta di [regolamento d'emergenza 2022/549](#) della Commissione Europea (*Proposal for a Council Regulation Enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, exchanges of gas across borders and reliable price benchmarks*) esaminata nel Consiglio UE del 25 ottobre, contiene nuove misure volte a limitare il rialzo dei prezzi dell'energia e a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento per questo inverno e a facilitare il successivo riempimento degli stoccaggi.

L'ACQUISTO CONGIUNTO DI GAS

La proposta prevede un obbligo per gli Stati membri di soddisfare almeno il 15% degli obiettivi di riempimento degli stoccaggi attraverso la partecipazione a un sistema di aggregazione della domanda a livello europeo, che avverrebbe tramite l'istituzione di un ente dedicato. È prevista inoltre la successiva creazione di un consorzio di imprese importatrici che dovrebbe permettere di negoziare condizioni più convenienti per l'acquisto di gas.

UN NUOVO BENCHMARK DI RIFERIMENTO PER IL PREZZO DEL GNL

Dall'inizio dell'anno lo *spread* tra TTF e prezzo del GNL nel Sud Europa ha raggiunto in media i 20 €/MWh, con picchi di oltre 50 €/MWh durante l'estate, contro uno *spread* medio registrato nello stesso periodo negli ultimi quattro anni nell'intorno di 1 €/MWh. La proposta della Commissione è di introdurre un valore di riferimento per l'indicizzazione del prezzo del gas. Il compito di determinare, entro la fine dell'anno, il nuovo indice di riferimento giornaliero per il GNL e renderlo disponibile sul proprio sito in tempo utile per la prossima stagione di riempimento nel 2023 verrebbe affidato all'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER) e dovrebbe basarsi sulla raccolta di informazioni in tempo reale su tutte le transazioni per l'import di GNL effettuate ogni giorno.

IL CORRIDOIO PER LE QUOTAZIONI AL TTF

In attesa della creazione del suddetto *benchmark*, quindi in via temporanea e da attivare solo in caso di necessità, la Commissione propone di introdurre un corridoio dinamico per il TTF all'interno del quale il TTF sarebbe libero di oscillare, limitandone di fatto l'eccessiva volatilità, ma non imponendo un *cap* vero e proprio (a cui a cui molti Paesi UE si erano dichiarati contrari).

SOLIDARIETÀ TRA STATI MEMBRI

Al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti di gas in tutto il territorio europeo, la Commissione promuove un'accelerazione nella stipula degli accordi bilaterali (oggi soltanto sei contro i quaranta auspicati dalla Commissione) che garantiscano agli Stati membri in stato di necessità di ricevere gas dagli altri dietro equa compensazione. L'obbligo di solidarietà coinvolgerebbe non solo agli Stati membri connessi direttamente o attraverso un paese terzo, ma anche agli Stati membri dotati di impianti GNL in assenza di collegamenti diretti, nell'ottica di massimizzare l'uso del GNL e delle relative infrastrutture.

La proposta contenuta in un ulteriore [paper](#) circolato nella riunione della Commissione del 25 ottobre, relativa all'adozione di un tetto al prezzo del gas utilizzato nella generazione elettrica (come già avviene nella Penisola Iberica) di 100-120 €/MWh, sembra invece non aver trovato consenso da parte degli Stati membri. Il prossimo Consiglio Energia è programmato per il 24 novembre e gli Stati membri sono chiamati a mettere al vaglio le proposte della Commissione al fine di raggiungere un accordo comune.

ITALIA: PROSEGUONO I PROVVEDIMENTI PER AFFRONTARE LA CRISI

- Il **Piano Nazionale per il Contenimento dei Consumi di Gas** è stato attuato il 6 ottobre con il [Decreto Ministeriale 383/2022](#).
- Il GSE ha messo a disposizione **16 TWh per il 2023**

nell'ambito del DM 341/2022 (*Electricity Release*) entrato in vigore lo scorso 10 ottobre, in attuazione dell'articolo 16-bis della Legge 34/2022 (ex Decreto Energia e Bollette). I volumi di energia saranno assegnati ad un prezzo calmierato di 210 €/MWh, che può essere rivisto alla luce del tetto di 180 €/MWh fissato dal [Regolamento EU 2022/1854](#). Entro il prossimo 30 ottobre, il GSE è tenuto a predisporre lo schema contrattuale e le modalità di partecipazione al servizio.

- Il **Decreto Aiuti Ter** è ancora in esame alla Camera, con le eventuali proroghe dei sostegni alle

imprese e famiglie che rimangono quindi in fase interlocutoria. Il termine ultimo per la conversione in legge da parte del Senato è fissato per il prossimo 22 novembre.

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO: AGGIORNAMENTO OTTOBRE 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	
DM 383/2022	06/10/2022	Piano Nazionale per il Contenimento dei Consumi di Gas	- limiti di temperature per gli ambienti - riduzione delle ore giornaliere di accensione riscaldamento - diminuzione durata del periodo di riscaldamento	

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzo mercato *retail*

Nel quarto trimestre 2022 è stato prorogato l'azzeramento degli oneri di sistema, ma il forte rialzo estivo si riflette sui prezzi per l'energia elettrica della maggior tutela. Il nuovo metodo di calcolo per la CMEM consente invece di trasferire a valle i rientri del prezzo gas di ottobre.

I PREZZI PER I CONSUMI ELETTRICI

LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA

Il quarto trimestre 2022 riporta un aumento del 60% della spesa per i consumi elettrici della famiglia tipo in Maggior Tutela (3 kW di potenza installata e consumi annui pari a 2700 kWh) rispetto al trimestre precedente. In termini assoluti, il valore raggiunto, pari a 59 €cent/kWh (imposte escluse), è il massimo registrato dal 2017, rispetto al quale si assiste a un aumento del 346%. La bolletta per la famiglia tipo in maggior tutela è costituita per il 94% dai costi di energia, dispacciamento e commercializzazione e per la restante parte, 6%, dalla spesa per l'utilizzo delle infrastrutture e la gestione del contatore.

Il perdurare dell'incremento eccezionale dei prezzi dei prodotti energetici e l'inflazione hanno dato nuovo slancio a misure di contenimento dei costi che hanno trovato nuova conferma nel quarto trimestre 2022, come l'azzeramento degli oneri di sistema ([Delibera 462/2022/R/Com](#)).

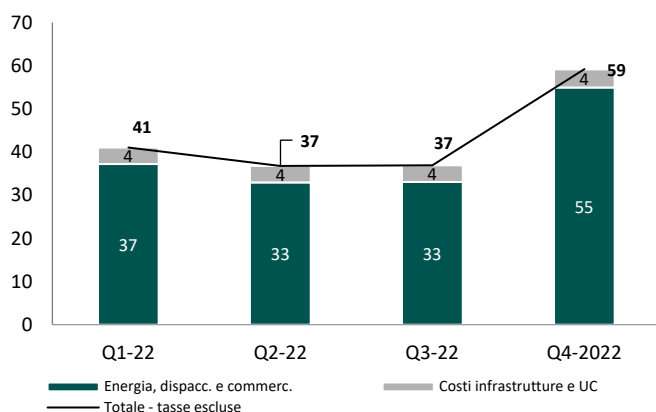
Il Decreto Aiuti-Ter ([DL 23 Settembre n°144](#)), invece, prevede lo stanziamento di risorse per 14 miliardi di euro per l'implementazione di misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e realizzazione del

PNRR. Ad alleggerire gli impegni di spesa degli utenti domestici concorrono così, oltre al già istituito bonus sociale per disagio economico e fisico, il bonus trasporti e l'innovazione principale di politiche sociali: l'erogazione una tantum di un bonus pari a 150 euro erogato in forme differenti a soggetti variegati da lavoratori dipendenti, a pensionati, a disoccupati agricoli con redditi sotto i 20.000 euro. A questi si aggiungono la proroga al taglio accise benzina.

La dinamica del prezzo del gas, già a rialzo prima dello scoppio della guerra e da questa poi esacerbata dalle minacce energetiche che ne sono conseguite, ha avuto esiti esponenziali sul prezzo dell'elettricità. Emblematico è il livello medio cui il PUN è giunto a settembre 2022: 430 €/MWh, registrando così un incremento del 171% rispetto a settembre 2021. La spesa per i consumi elettrici ha incorporato queste tendenze rilevabili principalmente dall'incremento del costo della componente Prezzo Energia (PE), che copre i costi di acquisto dell'energia elettrica ceduta ai clienti finali, raggiungendo quota 50 €cent/kWh (+81% rispetto al trimestre precedente).

Questo incremento si riflette in un ammontare della spesa di energia e dispacciamento che si attesta al 94% della bolletta, a fronte dello stesso trimestre dell'anno precedente che si fermava all'85% (22 €cent/kWh).

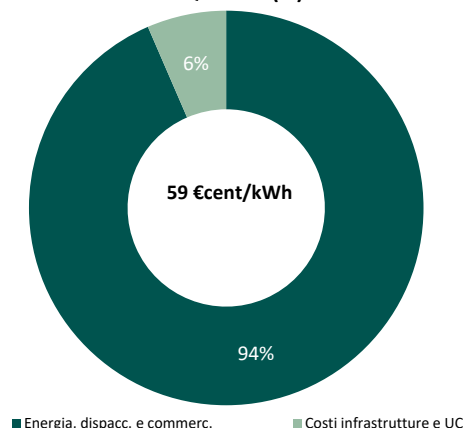
FIGURA 1. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)



Consumi: 2,700 kWh/a; Potenza impegnata: 3 kW

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

FIGURA 2. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA Q4-2022 (%)



Consumi: 2,700 kWh/a; Potenza impegnata: 3 kW

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

LA SPESA PER LE MICROIMPRESE IN MAGGIOR TUTELA

Il contesto di aumento generalizzato dei prezzi dei prodotti energetici ha avuto un trasversale impatto anche sulle microimprese in Maggior Tutela (con potenza contrattualizzata pari a 15 kW e consumi annui pari a 25,000 kWh).

A tal proposito, l'Autorità ha confermato, al pari delle utenze domestiche, l'azzeramento degli oneri generali di sistema anche per il quarto trimestre 2022. L'effetto mitigante giunge per controbilanciare il necessario aumento operato nella componente della bolletta relativa all'acquisto dell'energia stessa (PE). Quest'ultima ha infatti registrato un incremento del 79% rispetto al trimestre precedente, attestandosi a 51 €cent/kWh (+158% rispetto allo stesso trimestre del 2021).

Al netto di questo, la spesa aggregata di energia e dispacciamento in bolletta aumenta del 69% rispetto al trimestre precedente, risultando così, assieme alla commercializzazione, nel 93% della spesa in bolletta; il restante 7% è dedicato alla spesa per i costi infrastrutturali e per la gestione dei contatori.

I PREZZI PER I CONSUMI DI GAS NATURALE

LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA

Nel terzo trimestre 2022, la spesa per i consumi di gas naturale della famiglia tipo (con consumi annui pari a 1400 Smc) in maggior tutela è rimasta invariata rispetto al trimestre precedente (tasse escluse), a seguito dell'attuazione del DL Bollette III trimestre. L'aumento della spesa per la materia prima, risultata in crescita del 20% rispetto al Q2-22 a seguito dell'aumento del corrispettivo CMEM (+22%) è stato infatti controbilanciato da una riduzione della spesa per gli oneri di sistema, che sono negativi grazie alla riduzione della componente UG2 relativa alla compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio, contribuendo ad abbassare i costi della bolletta di 33 €cent/Smc. La parte fissa della componente di commercializzazione QVD, invece, non ha registrato variazioni.

La spesa per l'approvvigionamento e la vendita di gas della famiglia tipo ha pesato per il 114% della bolletta del terzo trimestre (+19 punti percentuali rispetto al secondo trimestre). In aumento anche il peso della componente relativa al trasporto (+4% q/q) mentre è rimasta stabile l'incidenza dei costi di distribuzione.

FIGURA 3. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)

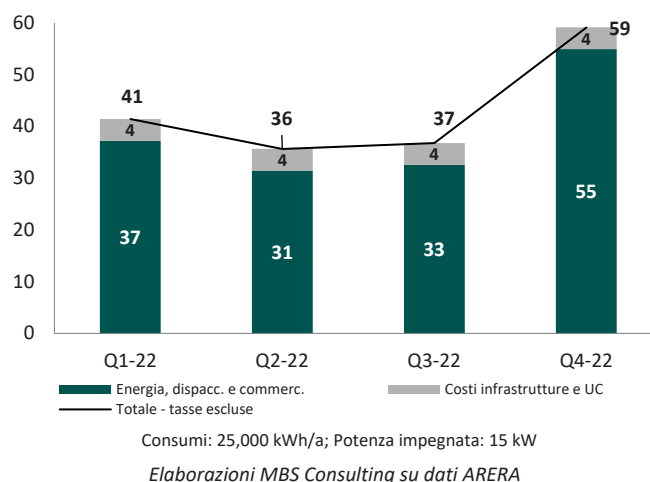


FIGURA 4. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN MAGGIOR TUTELA Q4-2022 (€cent/kWh)

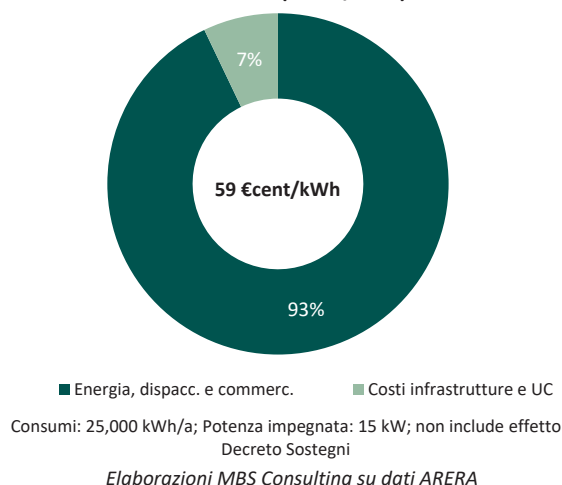


FIGURA 5. COMPOSIZIONE TARIFFE GAS PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/smc)

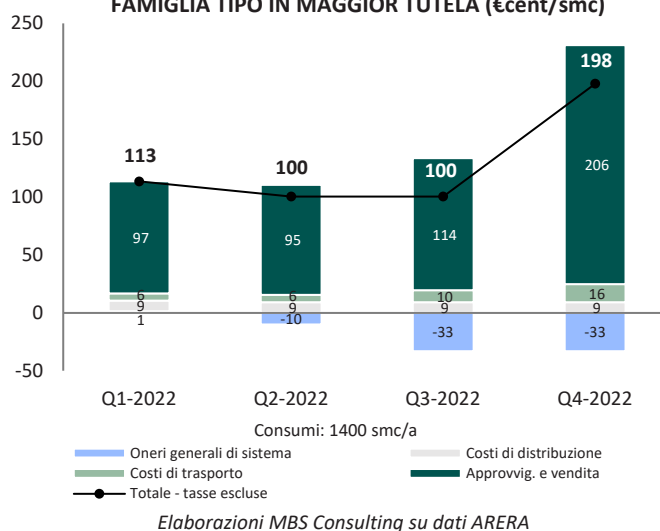
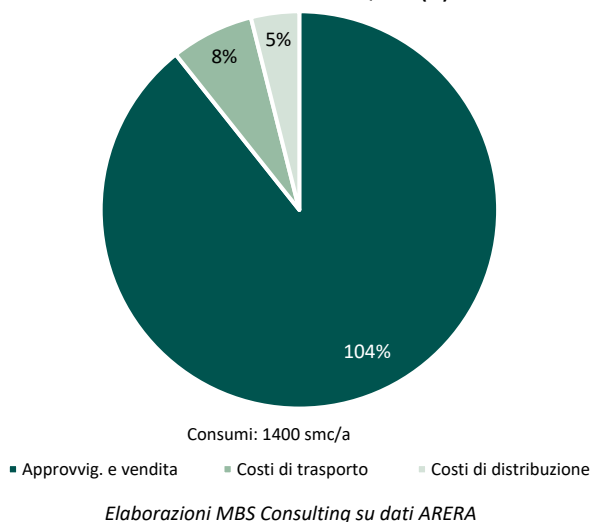


FIGURA 6. COMPOSIZIONE TARIFFE GAS PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA Q4-22 (%)

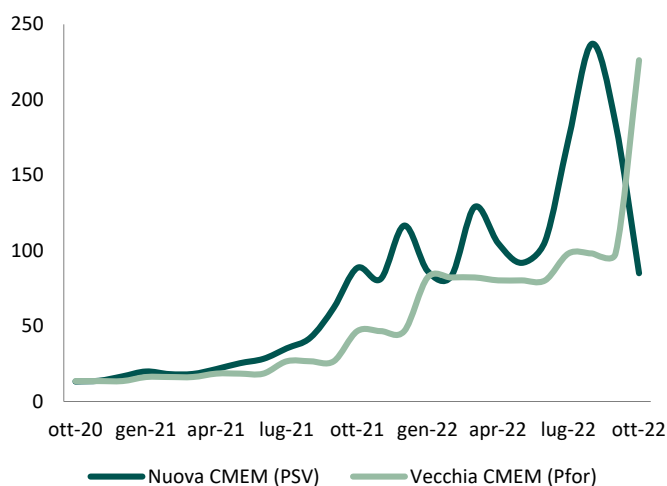


Per quanto riguarda gli oneri generali di sistema c'è stata una riduzione al cliente pari al 23% del prezzo di riferimento.

LE PROSPETTIVE PER IL Q4-22

Con la [Legge 142 del 21 settembre 2022](#) (che recepisce il DL 115/22, "Decreto Aiuti Bis") l'Arera mantiene inalterate le aliquote relative agli oneri di sistema, prorogando di fatto il loro annullamento a tutto il Q4-22. La novità più rilevante riguarda la modifica dei criteri per la definizione delle tariffe gas nel mercato tutelato. A partire dal mese di ottobre, e per tutta la durata residua del regime di tutela gas (ovvero fino a fine dicembre 2022), l'aggiornamento dei prezzi avverrà su base mensile, e non più trimestrale ([Delibera 374/2022/R/gas](#)) e

FIGURA 7. COMPONENTE CMEM (€/MWh)



la componente Cmem verrà calcolata come media mensile del prezzo PSV *Day Ahead* rilevato da ICIS-Heren. Il valore di riferimento per il mese di ottobre, già reso noto dall'Autorità e pari a 183 €/MWh, è solo indicativo e funzionale agli operatori per l'emissione delle bollette con consumi stimati per il mese di ottobre. L'ufficializzazione del prezzo arriverà quindi all'inizio del mese di novembre. In realtà, il valore medio del PSV per il mese di ottobre consuntivato a oggi è pari a 85 €/MWh.

FINE TUTELA GAS: DISPONIBILE IL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

Nella [Consultazione 494/2022/R/Com](#) del 13 ottobre, a seguito dell'avvio del procedimento definito dalla [Delibera 489/2022/R/Com](#), sono contenuti gli orientamenti di ARERA per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale che avrà inizio dal 1 gennaio 2023. L'eliminazione del mercato tutelato gas è prevista avvenire in maniera graduale, lasciando agli operatori un periodo di tempo di quattro mesi per informare la relativa platea di clienti e procedere all'identificazione dei clienti cosiddetti vulnerabili (come stabilito dalla Legge 142/2022, ex "Decreto Aiuti Bis") qualora venga soddisfatta almeno una delle seguenti condizioni: l'eventuale percepimento del bonus sociale, l'ubicazione dell'utente in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi o l'aver superato i 75 anni di età. Al cliente vulnerabile, di conseguenza, verrebbero applicate le condizioni di prezzo regolato definite e aggiornate dall'Autorità con modalità analoghe a quanto previsto per l'odierno servizio di tutela gas. In caso contrario, l'utente che non ricade nella sfera dei vulnerabili, ha la facoltà (entro ulteriori tre mesi) di decidere se accettare le nuove condizioni offerte nel mercato libero dallo stesso venditore o se affidarsi ad un concorrente, sulla base del vantaggio delle offerte a lui riservate.

Tuttavia, una mancata adesione al mercato libero da parte del cliente, comporterebbe l'applicazione in automatico delle condizioni di default che, come stabilito dall'Autorità, coincidono con le condizioni economiche e contrattuali delle offerte PLACET a prezzo variabile ancorate al PSV mensile (e non più trimestrale).

La fine del servizio di tutela sul mercato dell'energia elettrica è invece prevista a partire da gennaio 2024.



04

MONITORAGGIO IDROGENO

Monitoraggio Idrogeno

La Commissione Europea ha approvato il secondo progetto di comune interesse a sostegno delle applicazioni e degli utilizzi finali dell'idrogeno, all'interno del quale figurano quattro progetti italiani, mentre il MITE sancisce l'esenzione dagli oneri di rete per gli elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile prevista dal PNRR e fissa la percentuale di riduzione delle emissioni al 73.4% per l'idrogeno verde.

REGOLAZIONE

LA COMMISSIONE EUROPEA APPROVA IL SECONDO IPCEI SULL'IDROGENO

Dopo aver sbloccato a luglio il primo dei due importanti progetti di comune interesse europeo dedicati all'idrogeno ([Newsletter 267](#)), la Commissione Europea ha approvato anche il secondo programma IPCEI, denominato Hy2Use, concentrato sulle applicazioni e sugli utilizzi finali del vettore energetico.

Sono stati selezionati, e otterranno quindi i 5 miliardi di euro stanziati per il loro finanziamento, 35 progetti che vedono la partecipazione di 29 società di numerosi paesi dell'Unione. I progetti dovrebbero inoltre attrarre investimenti privati, stimati nell'ordine dei 7 miliardi di euro.

I progetti prevedono, sia la realizzazione di infrastrutture per la produzione (elettrolizzatori di larga scala), il trasporto e lo stoccaggio di idrogeno, che lo sviluppo di soluzioni per l'introduzione dell'idrogeno nel ciclo industriale di diversi settori, a partire da quelli considerati *hard-to-abate* come l'acciaio, il vetro e il cemento. L'intero IPCEI si concluderà entro il 2036, ma molti dei progetti potrebbero diventare già operativi nel biennio 2026-2028.

Sono quattro i progetti promossi da aziende italiane e riguardano tutti le applicazioni del vettore in ambito industriale, ovvero il secondo dei due filoni in cui si articola il programma Hy2Use. Tra queste vi sono NextChem (gruppo Maire Tecnimont), RINA - CSM (Centro Sviluppo Materiali), SardHy Green Hydrogen e South Italy Green Hydrogen (società controllata da Eni ed Enel che, verosimilmente, si occuperà dei progetti di decarbonizzazione delle raffinerie di Gela e Taranto).

ELETTROLIZZATORI VENGONO ESENTATI DAGLI ONERI DI RETE

È stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto 21 settembre 2022 con cui il Ministero della Transizione Ecologia delinea le procedure di attuazione di una delle principali agevolazioni fiscali previste nel PNRR a favore della produzione di idrogeno verde, ovvero l'esenzione dagli oneri generali di rete afferenti al settore elettrico per l'energia rinnovabile utilizzata per alimentare gli elettrolizzatori.

Lo sgravio si applica all'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata per alimentare impianti di produzione di idrogeno verde, ossia l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73.4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO₂e/MJ. L'energia rinnovabile che beneficia dello sgravio può essere prodotta da impianti direttamente collegati all'elettrolizzatore, oppure può provenire dalla rete (in questo caso l'energia elettrica fornita agli elettrolizzatori deve essere munita di garanzie di origine rinnovabile).

Per la definizione di energia rinnovabile si applicano i criteri del recepimento della direttiva europea RED II ([D.Lgs 199/2021](#)), quindi si intende energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, termico e fotovoltaico, e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

L'agevolazione è cumulabile con le altre agevolazioni di cui beneficiano gli impianti di produzione di idrogeno verde, come per esempio i finanziamenti riconosciuti alle imprese partecipanti al programma IPCEI, all'interno del quale ricade la realizzazione di nuovi elettrolizzatori. Inoltre, l'agevolazione è riconosciuta a consuntivo, quindi a titolo di ristoro degli oneri versati.

L'ARERA sarà tenuta a specificare le modalità di fruizione dell'agevolazione e come verranno coperti gli oneri generali di sistema.

PNRR E ATTUAZIONE

IL MISE SBLOCCA I FONDI PER LE IMPRESE AMMESSE AL PRIMO IPCEI

A partire dal 28 novembre 2022 e fino al 30 gennaio 2023 le imprese italiane partecipanti al primo IPCEI sull'idrogeno (H2Tech) potranno presentare domanda per richiedere i finanziamenti a sostegno dei progetti in ricerca, sviluppo e innovazione, con l'obiettivo di realizzare una filiera dedicata all'idrogeno.

Il MISE, con la pubblicazione del Decreto 13 ottobre 2022, mette a disposizione complessivamente 700 milioni di euro (parte dei complessivi 5,4 miliardi di euro di aiuti autorizzati dalla Commissione Europea lo scorso mese di luglio) di cui:

- 450 milioni a valere sulle risorse dell'intervento del PNRR M4C2-I2.1 - Missione 4 "Istruzione, formazione, ricerca", Componente 2 "Dalla ricerca all'impresa", Investimento 2.1 "Importanti progetti di comune interesse europeo (Fondo IPCEI)
- 250 milioni a valere sulle risorse dell'intervento del PNRR M2C2-I5.2 - Missione 2 "Rivoluzione verde

e transizione ecologica", Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", Investimento 5.2 "Idrogeno".

Sei aziende italiane sono state selezionate dalla Commissione Europea e partecipano a questo importante progetto europeo. Potranno usufruire delle agevolazioni nei limiti delle disponibilità finanziarie indicate nel Decreto: Ansaldo, Fincantieri, Iveco Italia, Alstom Ferroviaria, Enel e De Nora (in *partnership* con Snam), a cui si aggiungono due enti di ricerca, Enea e Fondazione Bruno Kessler (FBK).

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

EVOLUZIONE DEI PROGETTI PILOTA IN EUROPA

In base ai progetti recensiti, entro il 2030 dovrebbero essere operativi almeno circa 25 GW di elettrolizzatori (**Figura 1**), pari al 57.5% dell'obiettivo totale di 40 GW definiti dalla strategia europea per l'idrogeno, che garantirebbero la produzione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno.

Oltre il 75% dei progetti si trova in Germania, Olanda, Spagna, Regno Unito, Danimarca e Italia (**Figura 2**).

TABELLA 1. FONDI PNRR DESTINATI ALL'IDROGENO

Missione PNRR	Investimento	Ambito	Descrizione	Fondi (milioni/€)	Ministero competente	Provvedimento	Stato	Competenza assegnazione risorse
2	3.1	Produzione	Produzione in aree industriali dismesse	500	MITE	Avviso pubblico MITE	In attesa di pubblicazione bandi	Regioni
2	5.2		200 per altri progetti	200	MITE	Decreto 27/04/2022	In attesa di pubblicazione bandi	MITE
			250 milioni per progetti IPCEI	250	MISE	Decreto 13/10/2022	Fondi assegnati	MISE
2	3.5	Ricerca e sviluppo	Bando per enti di ricerca e università	20	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE
2	3.5		Bando per imprese	30	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE
2	3.5		Accordo con Enea	110	MITE	Decreto 23/12/2021	Accordo siglato	
2	3.3	Trasporti	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	230	MIMS	Decreto n. 199 del 30/06/2022	In attesa di pubblicazione decreto MIMS	MIMS
2	3.4	Trasporti	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300	MIMS	Decreto n.198 del 30/06/2022	In attesa di pubblicazione decreto MIMS	MIMS
3	1.1	Progetto integrato	Green ports	270	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE e Adsp

Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 1. POTENZA PREVISTA AL 2030 (MW)

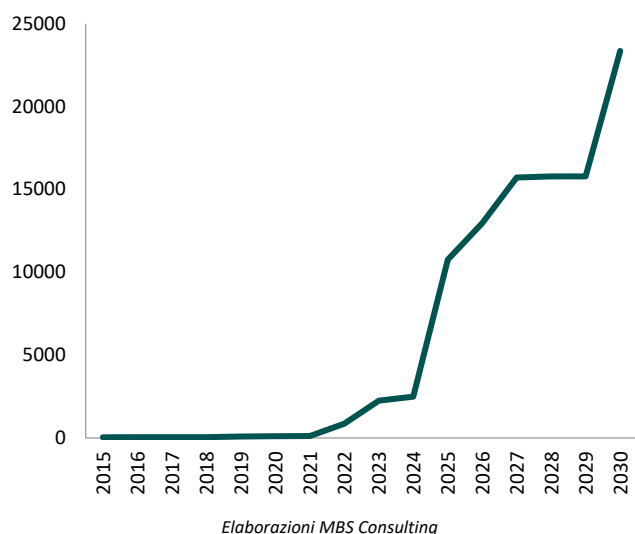
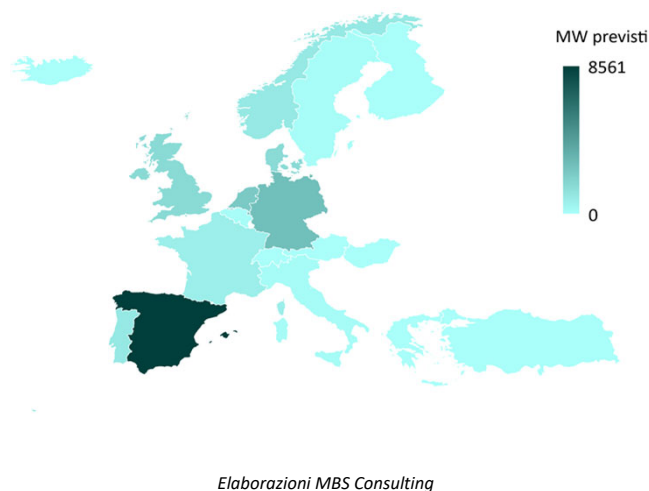


FIGURA 2. PROGETTI PILOTA IN EUROPA (MW)

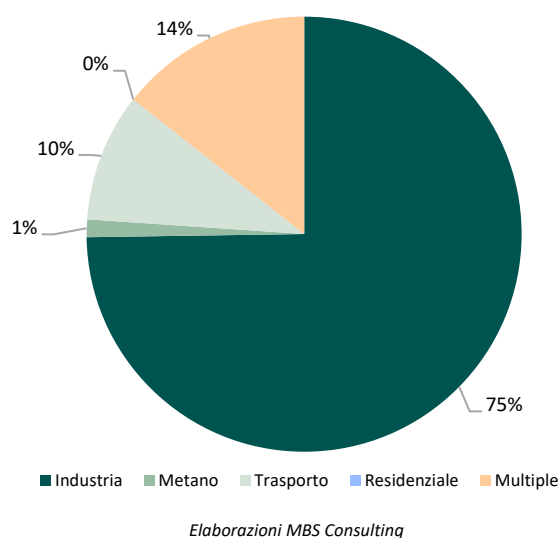


Se si prendono in considerazione la quantità di MW generati, Germania, Olanda e Regno Unito costituiscono oltre il 50% dell'intera capacità di elettrolisi, con i paesi del Nord Europa che hanno colto numerose opportunità offerte dai finanziamenti europei.

La maggioranza dei progetti pilota (75% del totale) si concentra nel settore industriale (industria siderurgica, chimica, raffinerie, produzioni di cemento e ceramica, **Figura 3**).

Una buona percentuale, circa il 14%, è costituita da progetti integrati che prevedono molteplici campi di applicazione. Molti di essi si trovano all'interno di vere e proprie Hydrogen Valleys, aree geografiche definite in cui sussistano le condizioni ideali per la nascita di un ecosistema integrato dell'idrogeno, che ricopra tutte le fasi della catena del valore del vettore energetico.

FIGURA 3. APPLICAZIONI (MW)



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.

via degli Olivetani 10/12
20123 Milano