

NEWSLETTER



n. 250 Gennaio 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISITUZIONI

Recovery plan e rinnovabili: governance assente, strumenti perfezionabili

pag. 05

La seconda bozza fornisce indicazioni precise sulla tipologia di interventi previsti senza specificare quali strutture e procedure verranno adottate per la loro implementazione. Importanti gli investimenti previsti per la produzione di energia rinnovabile, con un contributo potenzialmente significativo per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. Ma lo strumento previsto - il prezzo minimo garantito - potrebbe non essere il più efficace.

02

MERCATO ELETTRICO

Le garanzie d'origine e la promozione delle rinnovabili

pag. 10

In collaborazione con PPA Committee

Il rilascio delle garanzie di origine direttamente a favore dell'off-takers è uno dei punti qualificanti individuati dal Committee per favorire la diffusione dei PPA, ma è necessario svincolare il trattamento delle GO da specifiche forme contrattuali di vendita dell'energia, senza complicare il quadro regolatorio, già composito, con la previsione di ulteriori certificazioni.

Fast reserve: una nuova asta per la flessibilità

pag. 15

I forti sconti registrati rispetto al premio di riserva indicano costi in discesa, disponibilità di fonti di ricavo alternative nonché strategie di entrata da parte degli operatori. La strada dei progetti pilota è davvero quella giusta per garantire la costo-efficacia dei meccanismi a supporto di questo settore chiave per la realizzazione del PNIEC?

03

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

Concessioni idroelettriche: la regionalizzazione prosegue ma il futuro rimane incerto

pag. 21

Se l'approvazione delle leggi regionali procede in modo difficoltoso tra ritardi e proroghe, dettate anche dalla pandemia, lo Stato ne ha già impugnate due, riproponendo il dualismo Stato-Regioni sulle competenze legislative. Il tema rimane centrale per molti operatori: avviamo così un servizio di monitoraggio sull'evoluzione delle norme e del dibattito su questo tema.

04

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 25

L'anno si chiude con la pubblicazione di un nuovo bando e una EOI. E con una timida accelerazione delle approvazioni ARERA dei VIR, anche se continuano le precisazioni sui nuovi investimenti.

05

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 29

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 30



01

Imprese e istituzioni

Recovery plan e rinnovabili: governance assente, strumenti perfezionabili

La seconda bozza fornisce indicazioni precise sulla tipologia di interventi previsti senza specificare quali strutture e procedure verranno adottate per la loro implementazione. Importanti gli investimenti previsti per la produzione di energia rinnovabile, con un contributo potenzialmente significativo per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. Ma lo strumento previsto - il prezzo minimo garantito - potrebbe non essere il più efficace.

La divulgazione della seconda bozza del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) svela con maggiore articolazione le linee d'intervento, ma non è ancora il piano da presentare alla Commissione Europea. Bisogna trasformare i progetti presentati in tabelle molto più dettagliate come i regolamenti della Commissione hanno indicato oramai da molti mesi. Molto lavoro tecnico e strategico dovrà essere fatto.

Manca del tutto l'indicazione delle strutture e delle procedure di governo del PNRR, che sono il requisito formale richiesto nel nuovo Regolamento per l'accesso ai Fondi. La precedente bozza del piano aveva un capitolo dedicato alla *governance*, la conflittualità che si è generata intorno alla sua impostazione invece di portare a una nuova versione, maggiormente condivisa tra le forze di governo, ha portato a eliminarla per il momento. Nella genericità delle buone intenzioni il PNRR si rifugia nella sola quantificazione di progetti d'intervento con poche esplicitazioni sui contenuti, seguendo le linee d'indirizzo imposte dalla Commissione e non fa capire l'importanza relativa delle scelte, non indica quale modello di sviluppo vuole adottare, non individua gli obiettivi e quindi nemmeno gli indicatori per monitorarne il raggiungimento. Lo stesso documento lo afferma e si giustifica dichiarando *"che alla luce della scelta del Governo di pieno coinvolgimento del Parlamento il PNRR deve ancora definire in modo più preciso le riforme e le strategie di settore connesse al Piano e di ulteriori passaggi politico-amministrativi che consentono di finalizzare le progettualità e le tempistiche, attraverso l'individuazione di soggetti responsabili ..."*. Temi chiaramente conflittuali e forse per questo il documento non si espone. Di

fatto il Parlamento italiano assume così un ruolo assai più incisivo rispetto ad altri paesi, dove sono i Governi, attraverso i Ministri delle finanze o dei Fondi comunitari, a guidare in prima battuta la *"governance"* del processo.

LE RISORSE FINANZIARIE DEL PIANO E L'IMPATTO SULLA CRESCITA

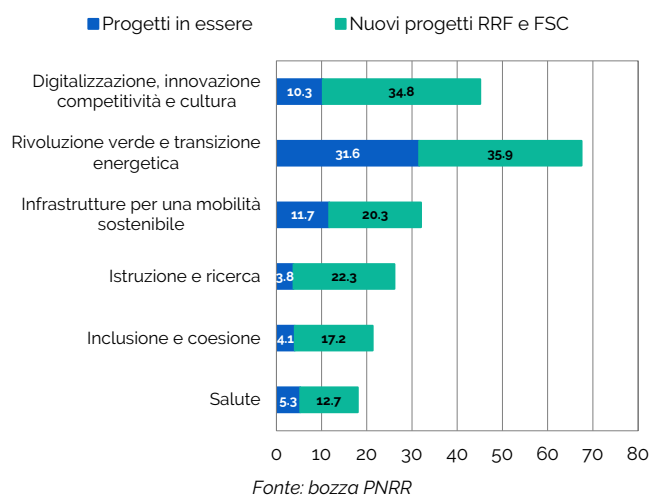
Le risorse complessive messe in campo nel PNRR per l'Italia sono superiori a quelle previste dal *Recovery Plan* (208 miliardi), si aggiungono infatti le risorse di React E, che rafforzano la politica di coesione per il periodo di programmazione, destinate in larga parte al Mezzogiorno. Risorse comparse nella trattativa delle ultime settimane e che possono aggiungersi a quelle allocate agli Stati per il 2021-2027 sempre per lo stesso programma (React-EU). Gestite dagli Stati membri e non dalle Regioni come il *Recovery Plan*, hanno il doppio obiettivo di mitigare gli effetti economici e sociali della pandemia e contribuire ulteriormente agli obiettivi di *greening*. La loro aggiunta ha consentito di parlare al PNRR di *Next Generation EU* invece che soltanto di *Recovery Plan* - che è formalmente soltanto una parte del NGEU. Il piano italiano è per dimensioni quasi il doppio di quello presentato dalla Germania, più del doppio di quello francese e una volta e mezza quello spagnolo. L'Italia, diversamente da Germania e Francia che hanno presentato bozze di Piani includendo risorse finanziarie proprie, si affida totalmente alle risorse europee. Per il 37% circa (87,5 miliardi sui 220 del PNRR) andrebbe poi a finanziare linee di progetto già in essere e considerate nelle stime tendenziali dell'indebitamento incluse nella versione aggiornata dei documenti di finanza pubblica.

Solo gli interventi aggiuntivi (122 miliardi) darebbero, quindi, un impulso agli obiettivi di crescita definiti nell'ultimo NADEF per il prossimo triennio. Nel documento si afferma che la piena realizzazione del Piano può segnare un notevole miglioramento delle prospettive di crescita rispetto alla situazione attuale rendendo il pur elevato debito pubblico altamente sostenibile. Quando si passa alla quantificazione dell'impatto sul PIL il documento propone una simulazione per la quale 1 euro di maggior spesa con Fondi europei potrebbe generare un maggiore PIL di 1.1-1.2 euro a fine periodo. Ciò porta a stimare nel 3% il maggior reddito conseguibile nel 2026 rispetto allo scenario base. L'ipotesi è che il 70% dei fondi addizionali sia destinato a investimenti pubblici mentre il rimanente verrebbe destinato principalmente a incentivi per gli investimenti delle imprese e riduzione dei contributi sociali sul lavoro, solo una quota limitata andrebbe a finanziare la spesa corrente e i trasferimenti alle famiglie. Mettendo le mani avanti si afferma inoltre che *"una valutazione dell'impatto complessivo di investimenti, trasferimenti, incentivi e riforme nonché dell'effetto moltiplicativo potrà essere effettuata quando tutti i dettagli dei progetti e delle riforme saranno pienamente definite e potrebbe essere anche molto più significativo"*. In particolare, il PNRR ipotizza in alcuni ambiti l'utilizzo di strumenti finanziari che consentono di attivare un positivo effetto leva sui fondi NGEU per facilitare l'ingresso di capitali privati, di altri fondi pubblici o di una combinazione a supporto delle iniziative d'investimento. È peraltro scontato che l'effetto leva per gli investimenti privati auspicati, e indispensabili per raggiungere ad esempio gli obiettivi ambientali potrà esserci solo se i tempi di decisione e realizzazione si accorceranno. Su questo aspetto il PNRR si limita a elencare i colli di bottiglia e le incrostazioni dichiarando le intenzioni di riforma.

NUOVI INVESTIMENTI NEL RECOVERY PLAN PER LA DECARBONIZZAZIONE

Il piano quantifica in 68.9 miliardi (il 31% dei 222 miliardi del piano) i fondi per la missione "rivoluzione verde e transizione ecologica", la più elevata rispetto alle altre 5 missioni individuate (**Figura 1**).

FIGURA 1. ALLOCAZIONE DELLE RISORSE DEL PNRR
(Milioni di €)



Questa è articolata in 4 componenti dettagliate in 30 linee d'intervento. Il Parlamento Europeo aveva indicato nel 37% le risorse del NGEU da destinare alla transizione ecologica: è necessario quindi che anche i progetti inclusi nelle altre missioni (soprattutto nei trasporti) concorrano in modo importante al raggiungimento degli obiettivi. Per la metà i progetti della missione sono classificati in essere, cioè già previsti nei NADEF (soprattutto efficienza energetica e tutela del territorio e della risorsa idrica, mobilità locale), i restanti 38 miliardi sono aggiuntivi.

Tra le diverse componenti sono quattro le nuove linee d'intervento nella filiera del riciclo (con una quota rilevante nel Mezzogiorno). Per le rinnovabili si punta a sviluppare una filiera per la produzione di pannelli fotovoltaici, che per la metà dovrebbero soddisfare l'aumento della capacità installata programmata al 2025. Lo sviluppo della filiera dell'idrogeno (quanto blu e quanto verde e con che tempistiche non è chiaro) sarebbe finalizzata anche alla riconversione dei processi produttivi (il riferimento è solo all'acciaio). Lo sviluppo di un parco autoveicoli elettrici dovrebbe contare sulle infrastrutture per la ricarica, triplicano infine le risorse per la mobilità sostenibile (con progetti di rinnovo del parco veicolare). Raddoppiano le risorse per l'efficienza nel settore pubblico inclusivo.

I temi dell'energia rinnovabile, dell'idrogeno e della mobilità sostenibile occupano un ruolo centrale nella bozza del PNRR consultata da REF-E.

La componente 2.2 dedicata a questi argomenti prevede lo stanziamento di circa 10 miliardi per sostenere la decarbonizzazione del sistema Italia mediante una maggiore penetrazione e sviluppo di fonti rinnovabili, la promozione dell'idrogeno come vettore energetico chiave e una maggiore sostenibilità del settore dei trasporti.

In questo contesto, il supporto alla produzione di energia rinnovabile occupa un ruolo centrale, con 4 miliardi di finanziamenti da stanziare.

Il PNRR al momento non fornisce un quadro preciso di come questi fondi verranno distribuiti tra le varie attività previste, le quali includono lo sviluppo di impianti fotovoltaici galleggianti ed eolici *offshore*, la realizzazione di impianti *onshore* su siti di proprietà della PA e/o abbinati a sistemi di accumulo e finanziamenti per lo sviluppo di generazione rinnovabile in *grid parity*.

In merito a quest'ultimo punto, appare determinante stabilire la tipologia del supporto finanziario previsto e stimare la sua efficacia nel raggiungimento degli obiettivi di nuova capacità previsti nel PNRR (+4.5 -5 GW di FER al 2026) a supporto degli obiettivi PNIEC (+7 GW di solare e +5.1 GW di eolico al 2025 rispetto alla quota attuale).

A proposito della struttura degli investimenti, il PNRR menziona esplicitamente il "*pareggiamento fra costo dell'energia elettrica autoprodotta e costo [...] dell'energia prodotta con fonti tradizionali*". Un possibile strumento a tal fine sarebbe costituito dall'introduzione di un prezzo minimo garantito.

Nell'ottica di progetti rinnovabili basati principalmente su *Power Purchase Agreements* (PPAs), ossia contratti di vendita di energia a lungo termine con prezzo fisso, il prezzo minimo garantito andrebbe a coprire l'eventuale differenza (se positiva) tra il prezzo d'acquisto stipulato nel PPA e il futuro prezzo di mercato. In questo modo, si ridurrebbe il livello di rischio per l'acquirente, facilitando la sottoscrizione di contratti PPA a lungo termine e incentivando, quindi, una penetrazione *market-based* delle rinnovabili. Ipotizzando l'allocazione del 50% dei fondi totali (2 miliardi di euro) per il sostegno di rinnovabili in *market parity*, una durata dell'incentivo di dieci

anni, uno scenario di pieno raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e una distribuzione dei finanziamenti tra fotovoltaico ed eolico coerente con gli obiettivi del PNIEC, le stime REF-E prevedono che l'introduzione del prezzo minimo garantito possa portare a 6.3 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva (3.7 GW di solare e 2.6 GW di fotovoltaico).

Tali risultati sono sostanzialmente allineati all'obiettivo di 5 GW previsto nel PNRR e rappresentano una quota importante degli obiettivi del PNIEC (+12.1 GW di capacità rinnovabile rispetto ai livelli attuali).

Tuttavia, va sottolineato che il meccanismo del prezzo minimo garantito presenta caratteristiche distorsive per il mercato, in quanto andrebbe a sostituire strumenti privati alternativi di garanzia e disincentiverebbe la stipula di contratti a prezzi più bassi del minimo fissato.

Un meccanismo alternativo per lo stanziamento dei fondi previsti potrebbe essere l'introduzione di un credito fiscale per gli investitori, pari a una determinata percentuale del costo di investimento dell'impianto FER. In ottica congiunturale, il credito fiscale consentirebbe una riduzione dell'*LCOE* delle fonti rinnovabili e ne accelererebbe l'allineamento con i prezzi dell'energia elettrica. Allo stesso tempo, questo meccanismo ridurrebbe i rischi per gli investitori con effetti distorsivi minimi, evitando l'alterazione delle dinamiche di mercato.

Ipotizzando un credito fiscale sul 30% dei costi d'investimento e trascurando preliminarmente gli effetti positivi sul gettito fiscale (dovuti per esempio a una maggiore occupazione), REF-E stima¹ che questa misura sia anche più efficace del prezzo minimo garantito (vedi confronto in **Figura 2**) e possa portare fino a 9.1 GW di capacità aggiuntiva (5.3 GW di solare e 3.8 GW di eolico).

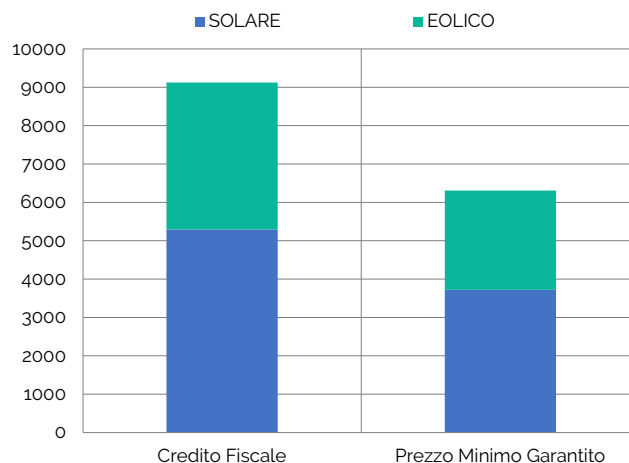
A tale proposito, vale la pena menzionare che a meccanismi fiscali di questo tipo, mirati a un supporto congiunturale nel breve termine, possono affiancarsi anche strumenti alternativi, quali ad esempio detrazioni fiscali per la parte acquirente in contratti PPA. In questo caso, le detrazioni potrebbero essere commisurate al

¹ Valutazioni e metodologie di analisi sono in parte riprese dallo studio del PPA committee (<https://www.ppa-committee.eu/>)

rischio di sottoscrizione, valutando per esempio la probabilità (e i rischi associati) di uno scenario ribassista dei prezzi dell'energia rispetto alle previsioni di riferimento.

Valutazioni preliminari su questo strumento indicano un'efficacia comparabile con quella del credito fiscale per investitori (a parità di incentivi, +8.4 GW di capacità aggiuntiva rispetto ai 9.1 GW previsti con il credito fiscale).

FIGURA 2. NUOVA CAPACITÀ FER CON INTERVENTI PNRR
(MW)



Fonte: stime ed elaborazioni REF-E

A photograph of a forest with sunlight filtering through the trees, creating a warm and serene atmosphere. The sun is low in the sky, casting long rays of light through the dense canopy of green leaves. The forest floor is covered with fallen leaves and low-lying vegetation.

02

Mercato elettrico

Le garanzie d'origine e la promozione delle rinnovabili

In collaborazione con PPA Committee



Il rilascio delle garanzie di origine direttamente a favore dell'off-takers è uno dei punti qualificanti individuati dal Committee per favorire la diffusione dei PPA, ma è necessario svincolare il trattamento delle GO da specifiche forme contrattuali di vendita dell'energia, senza complicare il quadro regolatorio, già composito, con la previsione di ulteriori certificazioni.

Le osservazioni riportate in questo articolo rappresentano la sintesi di quanto emerso da un confronto con le imprese aderenti al *PPA Committee*¹ in merito al documento di consultazione del GSE relativo alla ["Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile e emissione e gestione delle garanzie di origine"](#)

COMMENTI DI NATURA GENERALE

L'articolo 18, comma 7, del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 luglio 2019 ([Decreto FER 1](#)) ha introdotto la revisione delle modalità di rilascio delle Garanzie di Origine (GO) prevedendo l'emissione delle GO direttamente a favore degli utilizzatori finali dell'energia rinnovabile.

La natura e lo scopo delle garanzie di origine sono chiaramente stabiliti dalla direttiva EU 2018/2001 (RED II) all'art 19 e sono essenzialmente connessi alle necessità informative e di trasparenza nei confronti dell'utilizzatore finale (*fuel mix disclosure*).

Le modifiche alle procedure e alla gestione delle GO potranno favorirne un maggiore utilizzo e promuovere di conseguenza lo sviluppo delle fonti rinnovabili: l'annullamento diretto nei confronti del consumatore finale consente al consumatore di energia elettrica di divenire soggetto attivamente coinvolto nel processo di transizione energetica verso la decarbonizzazione.

La modalità di annullamento delle GO direttamente

da parte degli utilizzatori finali costituisce, come sottolineato nelle proposte promosse dal *PPA Committee*, un elemento abilitante la contrattualizzazione di forniture di energia prodotta da fonti rinnovabili di qualsiasi durata e in particolare dei *long term PPA*, identificati come strumenti di mercato utili per garantire la sostenibilità degli investimenti rinnovabili in condizioni di *market parity*, in un contesto in cui lo sviluppo delle rinnovabili a mercato deve rimanere un obiettivo prioritario della *policy* energetica per concretizzare la necessaria accelerazione verso il raggiungimento di obiettivi di decarbonizzazione altamente sfidanti.

Alla luce di queste considerazioni, si ritiene che l'annullamento delle garanzie d'origine direttamente in capo al consumatore non comporti particolari difficoltà gestionali per il calcolo del *mix* energetico nazionale (quindi senza il rischio di doppi conteggi) che giustifichino il ricorso alla obbligatorietà della sottoscrizione di contratti di lungo termine certificati dal GSE.

Avendo il GSE il ruolo di *issuing body* e, quindi, avendo la responsabilità di tutte le attività gestionali relative alle GO, la piena tracciabilità e il corretto calcolo del *mix* energetico sono in ogni caso assicurate.

Il *PPA Committee*, quindi, suggerisce di attenersi alla pura finalità della gestione dei flussi informativi

¹ PPA Committee (www.ppa-committee.eu) è un *network* di altro profilo nato nel 2019 per promuovere la via italiana al *Renewable Power Purchase Agreement* (PPA). Fanno parte del *network* decine di grandi imprese produttrici di energia elettrica, associazioni di categoria, *traders*, fondi, banche, consorzi di acquisto e imprese consumatrici di energia, con l'obiettivo di approfondire le condizioni tecnologiche, di mercato e regolatorie alla base dello sviluppo dei *Renewable PPA* in Italia. PPA Committee è un'iniziativa a cura di REF-E, società di consulenza specializzata nei mercati energetici, Public Affairs Advisors, società di consulenza nelle relazioni istituzionali e lo studio legale Herbert Smith Freehills. Il lavoro promosso dal PPA Committee vuole concretizzarsi in un contributo utile e proattivo per la realizzazione efficiente e tempestiva degli obiettivi delle politiche energetiche nel nostro Paese.

a cui le GO sono preposte e di svincolare il trattamento delle GO da specifiche forme contrattuali di vendita dell'energia e ulteriori certificazioni. In particolare, nel caso di accordo diretto tra il produttore rinnovabile e il consumatore finale con interposizione di un fornitore (che rende possibile la consegna fisica dell'energia), il fornitore potrebbe calcolare il proprio *mix* energetico a fini informativi e statistici tenendo conto anche dell'energia rinnovabile fornita al consumatore finale sulla base dell'accordo che quest'ultimo ha con il produttore, senza che comunque ciò comporti un *double counting*. In tale ipotesi verosimilmente il consumatore finale già fornirebbe al proprio fornitore una serie di informazioni relative all'accordo e l'energia in questione, ma si potrebbe comunque prevedere l'obbligo del consumatore di inviare un *set* minimo informativo al fornitore o che tali informazioni siano reperibili tramite il GSE. In questo modo i fornitori di energia continuerebbero a mantenere il ruolo attualmente svolto ai fini calcolo del *Fuel Mix Disclosure*. Con tale impostazione, più coerente con quanto effettivamente richiesto dalle esigenze del mercato, viene meno la necessità di vincolare la gestione delle GO con i contratti di lungo periodo certificati dal GSE.

In tal senso si rischierebbe di creare *PPA* di diverse categorie e valore, quelli registrati dal GSE (che darebbero una certificazione) e quelli diversi. Tuttavia, questa differenziazione è priva di fondamento e rischia di introdurre complessità e distorsioni superflue in un mercato in fase di avvio, che necessita di strumenti operativi efficienti e semplificati. Inoltre, pare opportuno ricordare che l'art. 15 comma 8 della REDII stabilisce che gli Stati membri debbano valutare gli ostacoli normativi e amministrativi allo sviluppo di contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, eliminando gli ostacoli ingiustificati e agevolando il ricorso a tali accordi, e assicurando che tali accordi non siano soggetti a procedure o oneri sproporzionati o discriminatori.

Ogni considerazione relativa al collegamento della gestione delle GO a forme contrattuali specifiche dovrebbe essere rimandata a un intervento normativo organico che metta insieme i diversi tasselli in corso di definizione, quali il progetto

finanziato dall'UE per la definizione del quadro normativo che favorisca lo sviluppo di un mercato dei *PPA* (attualmente in fase di sviluppo da parte del MISE e GSE) e la realizzazione della piattaforma *PPA* del GME.

Il *PPA Committee* auspica, quindi, che la trattazione dei *PPA* venga tempestivamente trasferita in consultazioni a essi dedicate per fornire un quadro organico e coerente, in modo che le diverse linee di azioni non si rivelino controproducenti, ma funzionali allo sviluppo delle rinnovabili a mercato in modo coerente con gli obiettivi di *policy*.

1. Relativamente alla realizzazione della piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili, ai sensi dell'art. 18.1 del DM FER1, la posizione generale del *PPA Committee*, espressa in risposta alla consultazione GME dello scorso febbraio 2020, è che potrebbe risultare utile allo sviluppo dei *Renewable PPA*, in modo coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, la creazione di una piattaforma ad accesso facoltativo (prevedendo che i contratti conclusi al di fuori della *PPA Platform* non debbano essere registrati su detta piattaforma) mirata a facilitare la domanda e l'offerta degli operatori (i.e. piattaforma di brokeraggio), fornendo segnali di sviluppo dei *PPA* chiari e trasparenti, senza limitare in un disegno specifico i meccanismi di formazione dei prezzi e tipologia di profilo contrattualizzato.

Vista la mancata attuazione sinora della piattaforma *PPA* da parte del GME e della relativa procedura di qualifica in capo al GSE, come previsto all'art. 18.4 del DM FER 1, le indicazioni sui *PPA* espresse nel documento di consultazione in oggetto risultano solo parzialmente valutabili, ma appaiono introdurre vincoli sulle modalità di utilizzo delle GO, che si ritiene rischiano di limitare le modalità di contrattazione dell'energia rinnovabile sul mercato anziché favorirle (es esempio, il *PPA* potrebbe essere "*pay as consumed*" e pertanto il fornitore, oltre alle GO di un determinato impianto, potrebbe dover trasferire al consumatore finale GO proveniente da altri impianti).

Pertanto, il *PPA Committee* suggerisce di ricondurre l'aggiornamento delle procedure di

emissione e annullamento delle GO al mandato effettivamente ricevuto dal GSE all'art. 18 comma 7 del DM FER1, che prevede la possibilità di annullare le garanzie di origine direttamente a favore dei consumatori finali, senza introdurre vincoli relativi al contratto sottostante.

2. Relativamente al processo di qualifica degli impianti il *PPA Committee* ritiene che quanto disposto all'art. 18.4 del DM FER1 possa andare in contrasto con il principio di semplificazione amministrativa e inserisca un elemento di incertezza circa le modalità operative per la qualifica degli impianti da parte del GSE, in quanto gli operatori già qualificano i propri impianti per l'ottenimento delle Garanzie d'Origine sempre tramite il GSE. Poiché la qualifica è un requisito necessario alla partecipazione alla piattaforma GME, il Committee propone che, qualora il produttore sia già in possesso della qualifica di Garanzia di Origine, il GSE ne prenda atto senza procedere a ulteriori qualifiche. Nell'eventualità in cui si realizzi la piattaforma di cui all'art. 18.1 del DM FER1, si suggerisce che il soggetto partecipante alla piattaforma si qualifichi IGO, senza dovere seguire ulteriori procedure di qualifica.

3. Il *PPA Committee* ritiene che il "certificato di eccellenza" agli utenti finali rischi di sovrapporsi alle GO stesse, avendo di fatto lo scopo comunque di certificare acquisiti sostenibili dal punto di vista ambientale, generando confusione e incertezza sugli strumenti disponibili.

Del resto, l'eventuale certificazione da parte del GSE dovrebbe essere oggetto di un percorso dedicato alla sostenibilità e tenere conto delle molteplici iniziative private già sviluppate (es. RE-100).

OSSERVAZIONI SU ALCUNI SPECIFICI ELEMENTI DELLA PROPOSTA

1. Osservazioni sulle procedure:

a) 3.1 Soggetti che possono richiedere la qualifica IGO: Tempistiche qualifica. Le tempistiche risultano particolarmente stringenti per gli impianti entrati in esercizio nella parte finale dell'anno. Si propone di avere una finestra sempre aperta con dei vincoli che dipendano dall'entrata

in esercizio (ad esempio: entro 6 mesi dall'entrata in esercizio).

b) 3.2 Processo di qualifica IGO (pagina 14). Le funzionalità di trasferimento da produttori a consumatori finali delle GO dovrebbero essere disponibili a prescindere dalla sottoscrizione di un contratto secondo quanto stabilito nell'articolo 18 del Decreto. I *PPA* sono liberi strumenti di mercato ed è opportuno che il trasferimento di GO da produttore a consumatore finale possa avvenire con le stesse modalità a prescindere dalla forma contrattuale (ad esempio *PPA* finanziari) e a prescindere dall'ottenimento di una eventuale qualifica *PPA*, evitando quindi discriminazioni tra tipologie di *PPA*. Si segnala che già oggi a livello europeo il mercato riconosce una forte premialità ai titoli legati a produzione non incentivata, proprio in ragione del valore dell'addizionalità derivante da questo tipo di acquisti. Coerentemente con le proposte in corso di discussione anche in altri paesi europei, si potrebbe invece pensare di creare un prodotto "GOplus" relativo esclusivamente agli impianti non incentivati, in maniera tale da sottolinearne il diverso valore sottostante.

c) 4.4 Validità delle GO. Si propone di uniformare la durata delle GO con la maggior parte dei paesi aderenti al AIB, per cui le GO durano un anno dalla data di produzione, concordemente all'art 19.3 della RED II che stabilisce che le GO hanno durata 12 mesi dalla produzione della corrispondente unità di produzione e quelle non annullate al più tardi scadano 18 mesi dopo il periodo di produzione.

d) 4.2.2 Richiesta di emissione delle GO. La funzionalità dell'invio di notifica al produttore e alla sua controparte dell'avvenuta pubblicazione delle GO sul conto del produttore dovrebbe essere attivabile su base volontaria da parte del produttore.

Risposte ai quesiti di consultazione

a) Q1. Si condivide l'estensione del ruolo di utilizzatore finale di energia rinnovabile anche al di fuori dei *PPA* di cui all'art.18 del DM 4 luglio 2019?

Riteniamo fondamentale che il ruolo di utilizzatore finale venga introdotto a prescindere dai contratti

di lungo termine di cui all'articolo 18 del DM FER 1 certificati dal GSE.

Considerando i principi su cui si basa l'utilizzo delle garanzie d'origine di obiettività, trasparenza e non discriminazione, i cui effetti travalicano i confini nazionali di ciascuno Stato Membro, secondo quanto stabilito nella Direttiva RED II all'art 19 comma 1, con riferimento ai clienti finali, le garanzie di origine servono a dimostrare la quantità o la quota di energia da fonti rinnovabili nell'energia fornita al consumatore in base a contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili, a prescindere dalle forme e durate contrattuali.

Il tema della reciprocità tra i paesi membri per lo scambio delle garanzie d'origine deve essere tenuto in conto. Il fatto che contratti di fornitura di energia, di qualsiasi durata, possano essere conclusi anche all'estero, impone che sia la gestione delle garanzie d'origine che un'eventuale regolazione dei PPA ai sensi dell'art 18 del DM FER1 debba essere reciproca tra stati membri.

Ribadiamo che i PPA sono contratti che devono essere gestiti liberamente tra le parti. Troviamo, al contrario che l'aver definito in questa consultazione la figura dell'utilizzatore finale verso cui annullare direttamente le GO unendola ai PPA dell'art 18 del DM FER1, introduce discriminazioni nella libertà negoziale e nell'utilizzo delle GO.

b) Q2. *Si ritiene opportuno utilizzare marchi o attributi ad hoc per gestire opportunamente nel processo di disclosure le go annullate dagli utilizzatori finali?*

Anche per le ragioni espresse in risposta al quesito 4, non si ritiene opportuno introdurre ulteriori marchi o attributi ad hoc, in quanto gli stessi introdurrebbero nuovi vincoli alla gestione e alla libera negoziazione tra le parti.

c) Q3. *Si ritiene utile l'introduzione di un attributo identificativo delle GO associate all'energia rinnovabile contrattualizzata nell'ambito di un PPA all'atto dell'emissione di tali certificati? Per quali finalità?*

No. In aggiunta a quanto espresso nel quesito 2, le GO che fanno parte di un PPA sono definite

come tali dal contratto bilaterale liberamente negoziato tra le parti.

Introdurre un attributo identificativo alle GO per chiarire che c'è un PPA sottostante costituirebbe un ulteriore vincolo alla gestione delle GO stesse, in quanto il set di informazioni individuato nella direttiva RED II all'art 19.7 fornisce tutti gli elementi necessari. Al contrario ad esempio aggiungendo tali attributi in PPA conclusi con trader che poi volessero utilizzare le GO a valle senza che a queste sia collegato un PPA, l'informazione che fossero state già utilizzate per un PPA potrebbe ridurre utilizzo e valore senza aggiungere alcunché dal punto di vista informativo sull'origine della fonte ai fini dell'art 19.1 della RED II.

d) Q4. *Si ritiene utile poter usufruire di un Certificato d'Eccellenza che attesti, a livello istituzionale, il grado di sostenibilità del consumo energetico degli utilizzatori finali, quali ad es. aziende e multinazionali impegnate nella riduzione dell'impatto ambientale derivante dalla propria attività economica, ovvero si ritiene che tali iniziative vadano lasciate sul piano volontaristico al mercato?*

Ai sensi dell'art 19.13 della RED II "la Commissione UE adotta una relazione in cui siano valutate le opzioni per istituire un marchio di qualità ecologica per tutta l'Unione con l'obiettivo di promuovere l'uso di energia rinnovabile proveniente da nuovi impianti. I fornitori di energia utilizzano le informazioni contenute nelle garanzie di origine per dimostrare la conformità ai requisiti di tale marchio". L'introduzione di una certificazione che si aggiunga o contrapponga ad una certificazione a livello comunitario, potrebbe introdurre incertezza e confusione nell'utilizzatore finale. Per tale motivo e per il fatto che all'art. 19.5 gli organi designati alla gestione delle GO sono indipendenti dalle attività di produzione, commercio e fornitura, si ritiene che tali iniziative vadano lasciate al mercato. La proposta di Certificato di eccellenza a nostro avviso non è coerente con l'obiettivo della consultazione che deve pertanto rimanere limitata al tema della GO.

e) Q5. *Il fenomeno del "greenwashing" è una pratica diffusa sul mercato? Se sì, cosa si ritiene possa fare la Pubblica Amministrazione per prevenirlo?*

Vi sono una serie di iniziative legate alla Disclosure dei dati di attività d'impresa che partono dalla normativa europea, sia sulla certificazione che in merito al regolamento sulle informazioni non finanziarie, su cui l'Italia potrebbe fare delle proposte di applicazione nazionale della norma ritagliate sulle esigenze nazionali. Si ritiene tuttavia che questo argomento vada affrontato separatamente dal tema delle GO ed attraverso un percorso di consultazione pubblico ampio che parta dalla valutazione delle iniziative di certificazione volontarie in atto e da una riflessione circa il valore aggiunto che una società pubblica quale il GSE è in grado di aggiungere.

f) Q6. *Gli utilizzatori finali, come definiti nel capitolo 7 delle presenti Procedure, sarebbero disponibili a fornire informazioni sui propri prelievi di energia e approvvigionamenti elettrici per ottenere il certificato d'Eccellenza?*

Tutti i sistemi volontari prevedono la fornitura delle informazioni relative ai parametri che permettono di rilasciare la certificazione.

g) Q7. *Si ritiene opportuno prevedere ulteriori elementi a complemento dei dati informativi da prendere in considerazione per valutare il livello di sostenibilità energetica di un utilizzatore finale?*

Manca la definizione delle finalità e dello scopo di applicazione del Certificato di Eccellenza. Una volta definito il perimetro sarà possibile contribuire alla definizione del progetto. Si veda

anche la risposta alla domanda Q4.

h) Q8. *Nell'ambito del Piano d'Azione Nazionale sugli acquisti verdi della Pubblica Amministrazione, il Certificato d'Eccellenza può essere usato come prova della sostenibilità delle strategie di acquisto e consumo energetico della Pubblica Amministrazione?*

Non si hanno ancora indicazioni circa il piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi. Pertanto, si consiglia di attendere la definizione del Piano e, qualora il GSE fosse incaricato dal legislatore, di fornire i servizi di certificazione in riferimento ai parametri ed agli obiettivi del Piano. Inoltre:

1. Il rilascio di certificato di eccellenza rimanda a un'eccellenza su tutti i servizi energetici; tuttavia, la consultazione è relativa alle GO, pertanto non risulta chiaro il perimetro di applicazione del certificato;
2. Il termine "eccellenza" identifica il raggiungimento di performance superiori a determinati indicatori. Tuttavia, non sono chiari gli indicatori che verrebbero presi a riferimento per il rilascio del certificato di eccellenza e chi li definirebbe. In assenza del Piano non appare possibile ipotizzare il "certificato di eccellenza". Né questa proposta è funzionale all'obiettivo di proporre una procedura di annullamento delle GO da parte dell'utente finale. A tal riguardo, si prega di fare riferimento anche alla risposta alla domanda Q4.

Fast reserve: una nuova asta per la flessibilità

I forti sconti registrati rispetto al premio di riserva indicano costi in discesa, disponibilità di fonti di ricavo alternative nonché strategie di entrata da parte degli operatori. La strada dei progetti pilota è davvero quella giusta per garantire la costo-efficacia dei meccanismi a supporto di questo settore chiave per la realizzazione del PNIEC?

UN PROGETTO DISEGNATO PER LO STORAGE ELETTROCHIMICO

In una prospettiva di sempre maggiore peso della generazione rinnovabile sulla domanda elettrica e della contestuale dismissione degli impianti convenzionali a carbone, Terna ha evidenziato la necessità di migliorare la risposta dinamica delle risorse di rete, al fine di sopperire alla progressiva riduzione dell'inerzia garantita dal parco termoelettrico. In quest'ottica, il progetto *Fast Reserve* è nato con l'obiettivo di individuare e contrattualizzare, stimolandone anche gli investimenti, nuove risorse di flessibilità in grado di garantire al sistema un servizio di regolazione di frequenza con tempi di risposta persino più rapidi rispetto alla regolazione primaria di frequenza, definito regolazione ultra-rapida (o *Fast Reserve*). In particolare, le caratteristiche tecniche per qualificarsi alla fornitura del servizio sono state così definite:

- essere in grado di erogare l'intera potenza qualificata, compresa tra i 5MW e i 25 MW, entro 1 secondo dall'evento che determina l'attivazione del servizio e con un tempo di avviamento della risposta entro 300 millisecondi
- essere in grado di mantenere il livello di potenza qualificato per almeno 30 secondi continuativi
- effettuare successivamente una de-rampa lineare in 300 secondi
- garantire la fornitura del servizio per il numero di ore richiesto da Terna (1000 ore all'anno).

Il contingente di potenza richiesto da Terna per le aste svolte a dicembre era pari a 230 MW, ripartito tra tre diverse Aree di assegnazione: 100 MW per l'Area Sud (corrispondente alle zone di mercato Centro-Sud, Sud e Sicilia), 100 MW per l'Area

Nord (corrispondente alle zone di mercato Nord e Centro-Nord) e 30 MW per la Sardegna.

La procedura si è svolta come un'asta al ribasso, partendo dal Prezzo di Riserva fissato a 80.000 €/MW/anno per ciascuna delle Aree, con un meccanismo di assegnazione di tipo *pay as bid*, con l'obiettivo di fissare un corrispettivo fisso (in €/MW/anno) che le risorse contrattualizzate riceveranno per 5 anni a partire dall'inizio della *delivery* (prevista a gennaio 2023 e anticipabile fino a 6 mesi). Come confermato dalla partecipazione all'asta, le specifiche tecniche del servizio *Fast Reserve* sono state disegnate su misura per i sistemi di accumulo elettrochimico, che infatti sono risultati l'unica tecnologia aggiudicataria (e probabilmente, pur senza averne informazione certa, anche l'unica tecnologia qualificata).

MERCATO LUNGO E FORTI SCONTI

La partecipazione all'asta è stata molto elevata rispetto al contingente messo a disposizione da Terna. Come ci si aspettava, l'offerta complessiva di potenza (pari a 1327.3 MW), è stata di gran lunga superiore (di circa 6 volte) alla domanda (230 MW) e ha spinto gli operatori a forti sconti, in particolare per l'Area Sud e per l'Area Nord, dove i prezzi sono scesi mediamente a circa un terzo della base d'asta.

In tutte le Aree, il TSO ha coperto quindi il contingente richiesto, assegnando:

- 118.2 MW in Area Nord a un prezzo medio ponderato di circa 23.500 €/MW/anno;
- 101.7 MW in Area Sud a un prezzo medio ponderato di circa 27.300 €/MW/anno;
- 30 MW in Sardegna a un prezzo medio ponderato di circa 61.000 €/MW/anno.

L'eccesso di potenza approvvigionata dipende dalla taglia dei progetti marginali, che, da regolamento, potevano essere selezionati solo per l'intera potenza, se necessari alla copertura della domanda.

Oltre alle principali *multiutility*, come Enel X, Engie e Iren, che complessivamente si sono aggiudicate oltre la metà della capacità a disposizione, sono risultati assegnatari anche diversi altri operatori, in particolare sviluppatori di energie rinnovabili. Questi ultimi sono entrati nel mercato con impianti di piccola taglia (molto spesso di 5 MW, il minimo richiesto da Terna per partecipare all'asta) e offerte molto ribassiste.

Un ruolo rilevante è ricoperto da progetti innovativi di ricerca e sviluppo, come quello per il *vehicle-to-grid* di FCA o l'accumulo di Falck Next Energy a servizio dell'elettrificazione del porto di Savona, nonché progetti all'interno di piani di investimento già avviati, quali ad esempio la riqualificazione di siti di centrali termoelettriche dismesse, come i due sistemi di accumulo di Enel X ad Alessandria e Porto Tolle nell'ambito del programma Futur-e.

LA DIVERSIFICAZIONE DEI PROGETTI

I *business plan* alla base dei progetti risultati vincitori sono molto diversi tra loro. Si distinguono quelli che hanno basato le proprie *revenue stream* unicamente sull'attività *merchant* della batteria (come nel caso degli impianti *storage stand-alone*), da quelli che hanno potuto beneficiare di ricavi aggiuntivi derivanti dall'accoppiamento a impianti termoelettrici o ad impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le principali *revenue stream* degli impianti di accumulo *stand-alone* sono costituite dall'attività di load shifting e dall'attività di fornitura del servizio di regolazione a salire e a scendere nel Mercato del Bilanciamento (MB).

L'attività di *load shifting*, cioè l'attività di carica e scarica della batteria nel Mercato del Giorno Prima (MGP), svolta in funzione degli *spread* di prezzo, è già contemplata dall'attuale disegno di mercato e potrebbe beneficiare di *spread* di prezzo più elevati grazie all'introduzione dei prezzi negativi, prevista nel corso del 2021, nell'ambito del piano di riforma del disegno di mercato e richiesta anche

dall'integrazione verso il *target model* europeo. Al contrario, il servizio di regolazione sul MB richiede che le regole del Codice di Rete vengano aggiornate per consentire una piena abilitazione dello storage; per il momento, l'abilitazione al MB per lo storage è possibile solo tramite il progetto pilota UVAM.

I *business plan* delle batterie integrate in siti di produzione termoelettrici si basano invece su *revenue stream* derivanti anche da possibili sinergie con il termoelettrico, per la regolazione primaria di frequenza sotto il progetto pilota UPI (che può combinarsi con la *Fast Reserve*) o per l'ottimizzazione di siti cogenerativi.

Nel caso di sistemi di accumulo associati a impianti di produzione da fonti rinnovabili, i *business plan* potrebbero trovare un valore aggiuntivo nella gestione degli sbilanciamenti (contribuendo a ridurre i volumi di sbilanciamento dell'impianto di produzione) o nella gestione del *curtailment* (in questo caso la batteria potrebbe caricarsi in corrispondenza dei tagli richiesti e vendere l'energia accumulata in un momento successivo).

Sono stati poi presentati altri progetti connotati da un alto livello d'innovazione, come il progetto *vehicle-to-grid* (V2G) di FCA e quello di Falck Next Energy nel porto di Savona.

FCA prevede di fornire 25 MW di potenza nell'ambito del progetto *Fast Reserve*, attraverso 700 batterie: alcune di queste saranno a bordo delle Nuove Fiat 500 presenti nel parco auto di Mirafiori, mentre altre saranno *second life batteries* riutilizzate una volta rimosse dai veicoli. Attraverso delle colonnine di ricarica bidirezionale, le batterie rimarranno contemporaneamente collegate alla rete elettrica, per fornire costantemente una banda di 25 MW per regolazione ultra-rapida di frequenza, nelle ore in cui sarà richiesta da Terna.

Il continuo ricambio delle batterie asservite, derivante dalla consegna delle auto agli acquirenti e alla sostituzione con le nuove auto appena uscite dalla linea produttiva, permetterà di sfruttare una "batteria virtuale" sempre nuova, senza subire alcun degrado di prestazione, come avverrebbe nel caso di un impianto di *storage stand-alone* esclusivamente asservito a quello scopo.

Il progetto di *Falck Renewables Next Solutions* invece, con l'obiettivo di partecipare al mercato dei servizi ancillari, prevede l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico in prossimità della stazione elettrica che alimenta la piattaforma logistica del porto di Savona, inserito nel piano di elettrificazione del porto.

ALTA COMPETIZIONE NELL'AREA NORD

Il mercato nell'Area Nord si è concluso con l'assegnazione complessiva di 118.2 MW di potenza rispetto ai 100 MW programmati, risultando molto più competitivo rispetto alle attese e registrando un prezzo medio ponderato pari a 23.42 k€/MW/anno.

Le strategie di *bidding* sono state significativamente più ribassiste rispetto alle attese.

I progetti più competitivi sono stati quelli che contemplano l'utilizzo di batterie di tipo *power-intensive* (con capacità di accumulo inferiore a 1 ora): queste, associate a impianti termoelettrici, potrebbero puntare a integrare la remunerazione *merchant* (legata all'operatività della batteria nei mercati *spot*) con quella derivante dalle sinergie con il termoelettrico.

È il caso di Iren, che si è aggiudicata l'asta con offerte di circa 7 e 12 k€/MW/anno per i due sistemi di accumulo installati nei siti delle centrali termoelettriche di Torino Nord e di Turbigo, oltre a un ulteriore progetto nel sito di Moncalieri, offerto a circa 27 k€/MW/anno.

Gli operatori aggiudicatari delle quote più rilevanti di mercato sono stati Enel X, che con i suoi 40 MW si è aggiudicata la massima quota di mercato consentita dal regolamento, Engie che si è aggiudicata 6.2 MW di potenza per l'impianto di accumulo che sorgerà nel sito di produzione di Leini, già inserito nel progetto UPI, a cui si aggiungono i 25 MW del progetto V2G in collaborazione con FCA e, come già citato, Iren che con 29.5 MW complessivi si è aggiudicato il 25% della potenza complessiva.

A questi tre operatori si aggiungono, per raggiungere la copertura della domanda, il progetto di Falck Next Energy e due progetti di piccola taglia (5 MW) di Ze Energy (Figura 1).

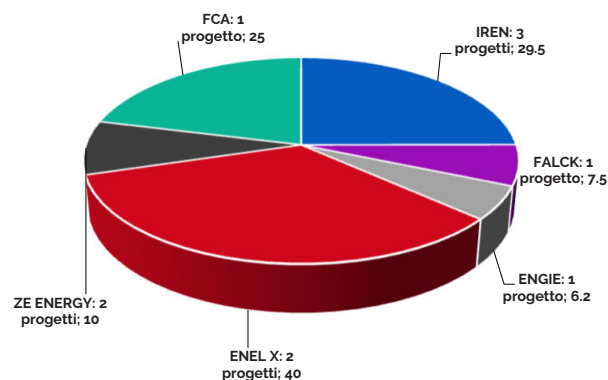
MERCATO LUNGO NELL'AREA SUD

Anche il mercato dell'Area Sud si è dimostrato molto competitivo, in questo caso più in linea con le aspettative, anche se caratterizzato da *bid* un po' meno aggressivi rispetto all'Area Nord. Il prezzo medio ponderato si è attestato a 27.3 k€/MW/anno e la quantità totale di potenza assegnata da Terna, pari a 107.7 MW, è risultata superiore al contingente inizialmente previsto di 100 MW.

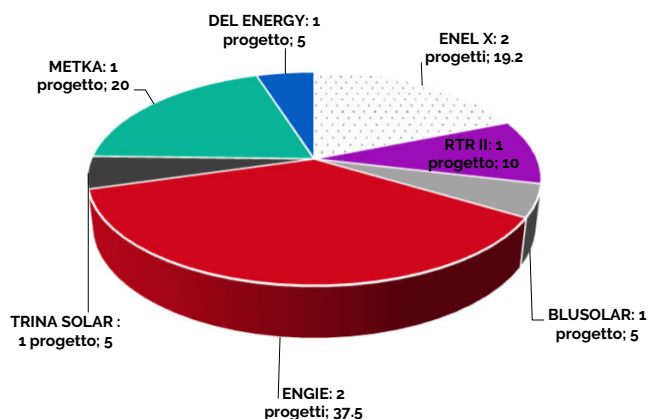
L'operatore che ha scontato di più è stato Enel X che, partecipando con due sistemi di accumulo da 9.6 MW ciascuno all'interno del sito di produzione di Torrevadalliga già abilitati al progetto UPI, ha beneficiato della remunerazione derivante dalle sinergie col termoelettrico e ha potuto scontare la propria offerta sino al minimo registrato in Area pari a 18.18 k€/MW/anno.

Gli operatori che hanno ottenuto una maggior quota di mercato sono stati appunto Enel X ed Engie che, con una potenza assegnata di 19.2 MW e 37.5 MW, si sono aggiudicati rispettivamente il 19% e 37% della capacità totale. Un buon risultato in termini di capacità (con una quota di circa il 20% del mercato) è stato raggiunto anche da Metka Egn Apulia S.r.l. con il suo impianto da 20 MW che sorgerà in Puglia. Oltre a questi tre operatori l'Area Sud ha visto un'ampia partecipazione di sviluppatori nel campo delle energie rinnovabili, che si sono divisi la restante quota di mercato con progetti di più piccola taglia: RTR II con un progetto di 10 MW, Blu Solar e Trina Solar con due progetti da 5 MW ciascuno (Figura 2).

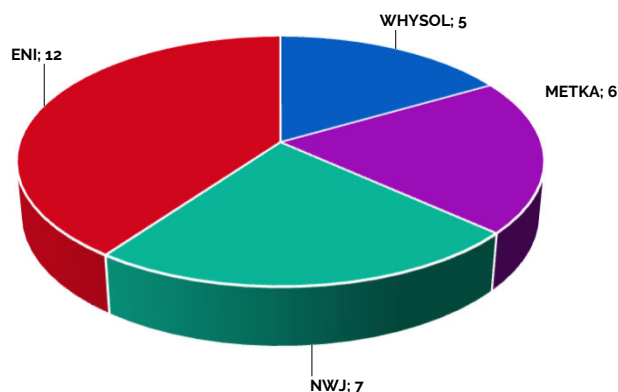
FIGURA 1. RIPARTIZIONE POTENZA (MW) TRA GLI OPERATORI: ZONA MACRO-NORD



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. RIPARTIZIONE POTENZA (MW) TRA GLI OPERATORI: ZONA MACRO-SUD

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. RIPARTIZIONE POTENZA (MW) TRA GLI OPERATORI: ZONA SARDEGNA

Fonte: elaborazioni REF-E

PREZZI PIÙ REMUNERATIVI IN SARDEGNA

L'asta si è chiusa con la partecipazione di soli quattro operatori che, vista la minor competitività, hanno potuto biddare a prezzi significativamente più elevati rispetto a quelli delle altre due zone. Il risultato è stato quindi coerente con quanto osservato ex ante nella mappatura dei progetti sulla base delle informazioni pubbliche relative agli iter autorizzativi. Questa, infatti, aveva messo in evidenza la probabile scarsità dell'offerta, tanto da mettere in dubbio che la domanda nell'area Sardegna potesse essere completamente soddisfatta.

Il prezzo marginale è quindi stato pari a 64.89 k€/MW/anno, offerto da Eni che si è aggiudicata la massima capacità consentita di 12 MW (pari al 40% del contingente massimo di 30 MW previsto per la Sardegna). Anche in questo caso, il mercato ha visto la partecipazione di diversi sviluppatori operanti nell'ambito delle energie rinnovabili che, seppur con impianti di taglia più piccola, sono riusciti ad aggiudicarsi la quota parte rimanente (Metka Egn Sardinia S.r.l. con una capacità assegnata di 6 MW; NWJ Italia S.r.l. con una capacità assegnata di 7 MW e WHYSOL-E Sviluppo S.r.l. con 5 MW di capacità assegnata) (**Figura 3**).

La chiusura dell'asta a un prezzo medio ponderato pari a 61.02 k€/MW/anno, abbastanza vicino al cap d'asta di 80 k€/MW/anno, fornisce ai progetti aggiudicati sostegno all'investimento a integrazione dei ricavi derivanti dall'operatività merchant della batteria. Questa in Sardegna

potrebbe infatti risultare limitata rispetto ad altre zone a causa delle peculiarità della zona stessa (isolata dal punto di vista della frequenza elettrica, con presenza di unità essenziali).

CONCLUSIONI

I risultati d'asta del progetto pilota di Terna, volto a una prima apertura del mercato a sistemi non tradizionali, mostrano un'ampia partecipazione degli operatori che, complice anche la significativa riduzione dei CAPEX d'investimento degli ultimi anni, hanno presentato un numero di offerte di gran lunga superiore al contingente messo a disposizione da Terna.

Sebbene in termini numerici i progetti presentati possano sembrare in linea con gli obiettivi del PNIEC, che vedrebbero al 2030 una potenza installata di sistemi di accumulo pari a 6 GW sulla rete di trasmissione, i costi d'investimento (stimati intorno ai 400 €/kW per una batteria con 1 ora di capacità di accumulo) potrebbero essere ancora troppo elevati per garantire la sostenibilità economica dei progetti basata unicamente sulla remunerazione *merchant*. Il futuro dei progetti risultati non assegnati è quindi incerto, tra l'alternativa di essere riproposti per una contrattualizzazione successiva (in ogni caso ancora non prevista) e quella di dover aspettare alcuni anni per poter valutare un investimento sostenibile grazie a un'ulteriore (prevista) riduzione dei costi e al miglioramento delle condizioni di mercato.

Dai risultati di questa prima asta spicca l'esclusione di diverse *multiutility* operanti nel mercato italiano che, pur avendo diversi progetti *storage* in via autorizzativa, non sono riuscite a presentare offerte tali da aggiudicarsi quote di mercato (come nel caso di A2A e Edison).

Diversi operatori sono riusciti a scontare le proprie offerte d'asta sino a livelli molto bassi per la copertura dei costi d'investimento, con strategie di *bidding* molto ribassiste. In alcuni casi, gli operatori hanno probabilmente ipotizzato di integrare il *business plan* con remunerazioni ulteriori, derivanti ad esempio dalle sinergie con il parco termoelettrico (come nel caso del progetto UPI). Altri sviluppatori, operanti nell'ambito delle energie rinnovabili, per prendere posizione sul mercato sono stati disposti a scontare a prezzi decisamente bassi, forse in alcuni casi a livelli minimi (o addirittura leggermente inferiori) per la copertura dei costi.

Se da un lato i forti sconti registrati rispetto al Premio di Riserva consentono di contenere la spesa per l'approvvigionamento delle risorse di *Fast Reserve*, dall'altro indicano anche la necessità di valutare quale sia l'effettiva spinta che il progetto ha dato agli investimenti nella tecnologia *storage*. Il progetto di *Fast Reserve* ha infatti incentivato solo parzialmente la realizzazione di sistemi di accumulo nuovi, remunerando anche impianti già in cantiere, già remunerati sotto altri progetti pilota (come il progetto UPI), o comunque inseriti in piani d'investimento già in atto (come il programma FUTUR-E o come il piano di elettrificazione del porto di Savona).

La strada verso gli obiettivi tracciati dal PNIEC sembra quindi ancora lunga e nuovi strumenti saranno necessari per guidare la transizione del mercato e incentivare gli investimenti in flessibilità.



03

Energia rinnovabile ed efficienza

Concessioni idroelettriche: la regionalizzazione prosegue ma il futuro rimane incerto

Se l'approvazione delle leggi regionali procede in modo difficoltoso tra ritardi e proroghe, dettate anche dalla pandemia, lo Stato ne ha già impugnate due, riproponendo il dualismo Stato-Regioni sulle competenze legislative. Il tema rimane centrale per molti operatori: avviamo così un servizio di monitoraggio sull'evoluzione delle norme e del dibattito su questo tema.

Due anni fa veniva approvato il Decreto-legge “[Semplificazioni](#)” e la nuova normativa sulle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche¹ che ha sancito la cosiddetta “regionalizzazione” delegando appunto alle Regioni la definizione delle norme per la riassegnazione delle concessioni e la proprietà delle opere “bagnate”.

REGIONI IN RITARDO NELL'APPROVAZIONE DELLE LEGGI REGIONALI

Il DL “Semplificazioni” aveva previsto che ogni regione approvasse una propria legge sulla riassegnazione delle concessioni entro il 31 marzo 2020, poi prorogato al 31 ottobre 2020 dal [Decreto Cura Italia](#)² con, inoltre, un ulteriore slittamento di 7 mesi dall'insediamento del consiglio regionale per le regioni interessate dalle elezioni di settembre³ (la cui scadenza è quindi tra aprile e maggio 2021).

Dalla ricognizione svolta da REF-E (**Tabella 1**) risulta che al momento quattro regioni (Lombardia, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna) e la provincia autonoma di Trento abbiano approvato le leggi, in Basilicata e Abruzzo le rispettive giunte abbiano approvato un disegno di legge che dovrà essere approvato dai consigli regionali mentre in Toscana sia stata presentata una proposta di legge sul tema dal precedente consiglio regionale. Nel resto delle regioni sono stati rinvenuti atti sul tema delle procedure di assegnazione delle concessioni. Nel caso di Veneto, Calabria e Molise un primo passo della “regionalizzazione” è stato fatto tramite l'adozione, o almeno la proposta da parte della

giunta regionale, delle norme per la richiesta di fornitura di energia gratuita⁴, in aggiunta ai canoni di concessione, da parte dei concessionari agli enti pubblici.

Le prime regioni ad approvare le leggi sono state Lombardia, Piemonte e la provincia di Trento nelle quali è presente la quasi totalità delle concessioni già scadute, che le varie leggi hanno prorogato fino al 31 luglio 2024 e per le quali tutte e tre le istituzioni prevedono l'avvio delle gare entro due anni dalla data di approvazione della legge. Le leggi approvate sono simili tra loro: definiscono le linee guida per i procedimenti per la riassegnazione, gli adempimenti dei concessionari uscenti, i requisiti per la partecipazione e i criteri di valutazione, ma di fatto rimandano la maggior parte dei dettagli ai regolamenti delle varie gare. Le leggi prevedono tra l'altro che i bandi di gara possano riguardare anche più concessioni accorpate nel caso in cui queste insistano nello stesso bacino idrografico e la gestione congiunta comporti dei vantaggi di tipo economico-produttivo o tecnico-gestionale.

Il requisito tecnico minimo è, come disposto dal DL “Semplificazioni”, quello di “aver gestito, per un periodo di almeno cinque anni continuativi, uno o più impianti idroelettrici aventi ciascuno una potenza nominale media pari ad almeno 3 MW”, ma tutte le regioni prevedono di poter rivedere al rialzo tale requisito sulla base della dimensione e della complessità degli impianti oggetto della concessione. Per il momento è quindi difficile stabilire quanti e quali operatori potrebbero

¹ [Concessioni idroelettriche: al via le prime leggi regionali](#), in Newsletter 242

² [Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche: approvata la nuova normativa](#), in Newsletter 229.

³ Campania, Liguria, Marche, Puglia, Veneto ed Emilia-Romagna.

⁴ 220 kWh per ogni kW di concessione, come previsto dal DL “Semplificazioni”.

TABELLA 1. STATO DEGLI ITER DI APPROVAZIONE DELLE LEGGI REGIONALI IN MATERIA DI CONCESSIONI DI GRANDI DERIVAZIONI IDROELETTRICHE

Regione	Situazione iter	Riferimenti	N. Concessioni scadute	Note
Lombardia	Legge approvata	Legge Regionale 8 aprile 2020 - n.5	22	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 51/2020 [1])
Trento (Provincia Autonoma)	Legge approvata	Legge Provinciale 21 ottobre 2020 - n.9	15	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 104/2020 [2])
Piemonte	Legge approvata	Legge Regionale 29 ottobre 2020 - n.26	11	
Friuli-Venezia Giulia	Legge approvata	Legge Regionale 6 novembre 2020 - n.21	2	
Emilia-Romagna	Legge approvata	Legge Regionale 16 dicembre 2020 - n.9	0	
Basilicata	Disegno di legge approvato dalla Giunta	Delibera 1010 del 29 dicembre 2020	0	
Abruzzo	Proposta di legge approvata dalla Giunta	DGR 642/C del 27 ottobre 2020	2	
Toscana	Proposta di legge presentata dal Consiglio Regionale	Proposta di legge n. 456 del 9 marzo 2020	1	La proposta di legge è stata presentata dal precedente Consiglio regionale

^[1] <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2020/07/01/27/s1/pdf>

^[2] <http://www.regione.taa.it/bur/pdf/1-11/2021/3/BO/BO032101190557.pdf>

Fonte: siti istituzionali e database REF-E sulle concessioni idroelettriche

partecipare a queste gare. Soltanto la provincia di Trento definisce già nella legge dei criteri aggiuntivi in base alla potenza nominale di concessione, richiedendo che gli operatori abbiano gestito nel triennio antecedente l'avvio della gara un impianto che abbia immesso in rete:

- a) almeno 1000 GWh se la potenza nominale di concessione è superiore a 50 MW
- b) non meno di 400 GWh se la potenza nominale di concessione è compresa tra 20 e 50 MW
- c) non meno di 200 GWh se la potenza nominale di concessione è compresa tra 10 e 20 MW
- d) non meno di 100 GWh se la potenza nominale di concessione è compresa tra 5 e 10 MW
- e) non meno di 50 GWh se la potenza nominale di concessione è inferiore a 5 MW.

Per quanto riguarda l'organizzazione societaria, come previsto dalla legislazione nazionale, le concessioni possono essere affidate a:

- operatori economici individuati attraverso l'espletamento di gare con procedure ad evidenza pubblica
- società a capitale misto pubblico privato, nelle quali il socio privato è scelto attraverso l'espletamento di gare con procedure a evidenza

pubblica

- mediante forme di partenariato pubblico-privato.
- Quasi tutte le regioni prevedono, in via ordinaria, di assegnare le concessioni a operatori economici privati, con la possibilità in casi particolari di costituire società a capitale misto. Fa eccezione la regione Friuli-Venezia Giulia che per la gestione delle concessioni ha invece dichiarato di puntare alla costituzione di una società a capitale misto con la maggioranza delle quote in mano alla regione come previsto dalla legge stessa⁵.

IL FUTURO È TUTT'ALTRO CHE CERTO

Oltre ai vari ritardi delle regioni nell'approvazione delle leggi, l'evoluzione della normativa e l'effettiva indizione delle gare per la riassegnazione delle concessioni non è sicura, nonostante la Commissione Europea dal 2011 abbia messo in mora l'Italia per la continua proroga alle scadenze delle concessioni esistenti.

Delle leggi regionali finora approvate, le prime due in ordine temporale, quelle della Lombardia e quella della provincia di Trento, sono state impugnate dal Governo, che ha fatto ricorso alla Corte Costituzionale su alcuni articoli. A giudizio del Governo la legge della Lombardia coprirebbe

⁵ Art 10 comma 2 della legge della regione Friuli-Venezia Giulia, 6 novembre 2020, n° 21.

anche aspetti di competenza statale, mentre la legge della provincia di Trento prevederebbe vincoli in contrasto con il principio della libertà di concorrenza come, ad esempio, il vincolo per il concessionario selezionato di stabilire una sede operativa nel territorio provinciale

Il dibattito politico e parlamentare si è quindi acceso dopo l'approvazione delle prime leggi regionali, con la richiesta di alcune parti politiche di ritornare a un accentramento del processo di riassegnazione delle concessioni per garantire uniformità nei tempi e nelle modalità dei bandi. Il ri-accentramento delle competenze in termini di concessioni è stato inserito nella legge di bilancio 2021, ma successivamente stralciato.

Anche a livello europeo, i rappresentanti italiani⁶ hanno chiesto alla Commissione una maggiore uniformità tra paesi nella gestione delle concessioni e nei tempi dei loro rinnovi. Oltre all'Italia⁷, anche altri sette paesi⁸ hanno infatti ricevuto dalla Commissione lettere di messa in mora al fine di sensibilizzare gli stati membri al tema della concorrenzialità nel settore dell'energia idroelettrica. Per il momento, secondo Assoelettrica⁹, in nessuno di essi sono tuttavia previste gare concorrenziali per l'assegnazione delle concessioni.

MONITORAGGIO REF-E SUL TEMA DELLE CONCESSIONI IDROELETTRICHE

La situazione come si osserva è quindi ancora confusa, oltre che disomogenea tra regioni.

In questo contesto REF-E ha avviato, a completamento del lavoro di continua revisione e aggiornamento del proprio *database* sulle concessioni di grandi derivazioni, un servizio di monitoraggio sull'approvazione delle leggi regionali, sulla partenza delle gare per la riassegnazione delle licenze scadute e in generale sul dibattito politico che rimane sempre aperto su questo tema. Nei prossimi numeri della Newsletter verranno quindi riportati dati aggiornati e eventuali novità regolatorie

⁶ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/P-g-2020-006189_IT.html.

⁷ Per la precisione l'Italia ha ricevuto nel 2019 una lettera di messa in mora complementare dopo l'avvio della procedura nel 2011.

⁸ Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Svezia e Regno Unito.

⁹ <https://www.assoidroelettrica.it/?p=7358>.



04

Gare

gas

Monitoraggio gare gas

REGOLAZIONE TARIFFARIA

- Le tariffe per la remunerazione dei distributori per il 2021 ([Delibera 596/2020/R/gas](#)) sono state aggiornate tenendo conto dei seguenti parametri:
 - indice dei prezzi al consumo in aumento dello 0.15%
 - deflatore degli investimenti fissi lordi in aumento dello 0.7%
 - e dei valori tariffari predefiniti:
 - WACC al 6.3%
 - X-factor pari, per le OPEX a 3.53% per le grandi imprese, a 4.79% per le medie, a 6.59% per le piccole; e a 1.57% per la commercializzazione
- A fine 2020 ARERA ha emesso un chiarimento ([chiarimento 11/12/2020](#)) con cui ha ulteriormente dettagliato i criteri per l'ammissibilità degli investimenti indicati in sede di gara d'ATEM alla remunerazione tariffaria. Oltre a ribadire che saranno ammessi solo gli investimenti previsti dal Piano redatto dalla stazione appaltante e per cui è

stata presentata un'analisi costi-benefici positiva, viene specificato che i costi effettivi dovranno essere allineati a quelli previsti dall'ACB stessa e che i punti di prelievo effettivamente allacciati dovranno essere almeno pari all'80% di quelli previsti, sempre nella ACB, pena una riduzione proporzionale dei costi ammessi.

- A seguito della crisi COVID, sono state rimandate le scadenze per l'installazione degli *smart meter*. Le scadenze fissate nel 2018 prevedevano l'installazione:

- almeno per l'85% dei PDR G4-G6 per le imprese con più di 200 mila PDR entro fine 2020
- almeno per l'85% dei PDR G4-G6 per le imprese con meno di 200 mila PDR entro fine 2021
- almeno per l'85% dei PDR G4-G6 per le imprese con meno di 100 mila PDR entro fine 2022

La [Delibera 501/2020/R/gas](#) ha rimandato di un anno tutte le scadenze.

TABELLA 1. EVOLUZIONE DELLE COMPONENTI TARIFFARIE (€/PDR)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021/2020
Costi centralizzati	9.10	9.12	8.82	8.84	8.84	8.98	8.54	8.60	0.7%
Installazione e manutenzione dei contatori	2.24	2.26	2.26	2.26	2.27	2.29	3.47	3.48	0.3%
Raccolta, convalida e registrazione dei dati del contatore	3.18	3.20	3.20	3.20	3.22	3.25	3.67	3.68	0.3%
Costi di commercializzazione	1.19	1.20	1.20	2.00	2.01	2.03	1.84	1.81	-1.6%

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 2. DISTRIBUZIONE: EVOLUZIONE DELLE COMPONENTI TARIFFARIE A COPERTURA DELLE OPEX (€/PDR)

		2018			2019			2020			2021			2021/2020
VECCHIO REGIME		DENSITÀ												
		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	TOT
dimensione azienda	GRANDE	33.07	36.8	39.11	32.79	36.49	38.78	26.55	29.54	31.4	25.65	28.54	30.34	-3.4%
	MEDIA	36.37	40.47	43.01	35.77	39.8	42.3	30.4	33.82	35.95	28.99	32.25	34.28	-4.6%
	PICCOLA	41.65	46.36	49.26	40.96	45.6	48.45	37.16	41.37	43.96	34.77	38.71	41.13	-6.4%
REGIME ATEM (tariffe applicabili al primo anno di concessione)														
		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	TOT
dimensione ATEM	≤ 300,000 PDR	34.72	38.64	41.06	34.28	38.15	40.54	28.48	31.68	33.68	27.32	30.40	32.31	-4.1%
	> 300,000 PDR	33.07	36.80	39.11	32.79	36.49	38.78	26.55	29.54	31.40	25.65	28.54	30.34	-3.4%

DIMENSIONE AZIENDA: GRANDE > 3000,000 PDR; MEDIA 50,000 < PDR ≤ 300,000; PICCOLA ≤ 50,000 PDR

DENSITÀ: ALTA > 0.12 PDR/network meter; MEDIA 0.07 < PDR/network meter ≤ 0.12; BASSA PDR/network meter ≤ 0.07

Fonte: elaborazioni REF-E

CERTIFICATI BIANCHI

- Il contributo tariffario per l'acquisto dei certificati bianchi per l'anno d'obbligo 2019 (periodo giugno 2019 - novembre 2020), tenendo conto del contributo aggiuntivo istituito da ARERA con la [Delibera 270/2020/R/efr](#) è stato fissato in 254.5 €/TEE ([Delibera 550/2020/R/efr](#)), innalzato dunque rispetto al tetto massimo per tenere conto delle condizioni di mercato particolarmente

corte, ma comunque inferiore al prezzo medio di borsa di 262 €/TEE. Il prezzo medio ponderato tra borsa e bilaterali è stato invece di 251 €/TEE. Nelle sessioni di gennaio il prezzo di borsa si è mantenuto intorno ai 263 €/TEE, quindi ancora al di sopra del prezzo di riserva del GSE, ma il prezzo dei bilaterali è crollato a 213 €/TEE, a fronte tuttavia di quantità scambiate molto ridotte.

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

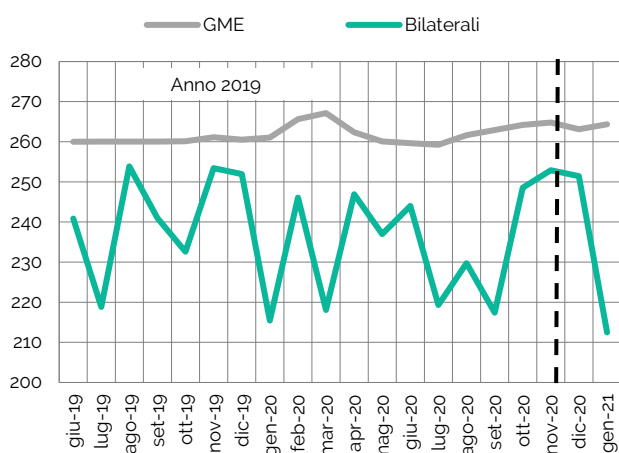
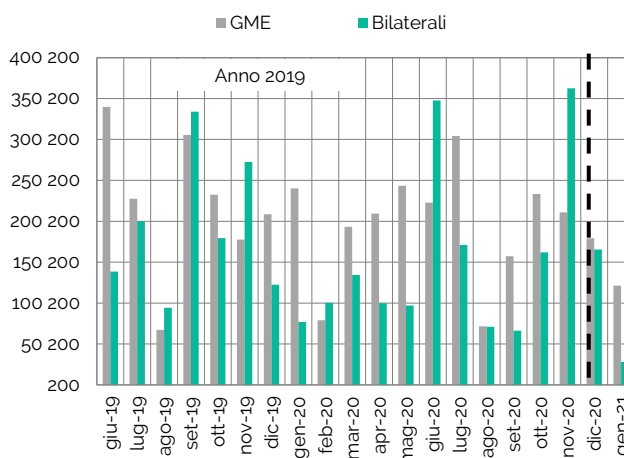


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (n. di TEE)



Fonte: REF-E su dati GME

BANDI DI GARA

A fine anno si è registrata l'apertura di un nuovo bando di gara - **RIMINI** - e di una nuova manifestazione di interesse - **PRATO**, la cui scadenza è prossima.

- Il Comune di **RIMINI**, capofila della gara, ha pubblicato il bando, che permetterà di individuare il concessionario che gestirà la distribuzione nei comuni che fanno parte dell'Ambito Territoriale. L'ATEM comprende 47 Comuni, circa 193 mila PDR e una rete di circa 3000 km, per un valore di *RAB* pari a 137 milioni di euro. Il valore *VIR* è di 150 milioni di euro, quindi con una differenza *VIR/RAB* del 10%, su cui c'è però disaccordo con il gestore uscente, che stima superiore di 13 milioni in *VIR* della località di Rimini. Il personale uscente è stimato in 147 unità, con una *RAL* di 4.8 milioni. Attualmente l'*incumbent* principale è Adriagas, del gruppo Società Gas Rimini (SGR), con una quota di mercato intorno al 98%. SGR è un'*utility* locale che gestisce la rete di distribuzione del gas solo in questo ATEM, fatta eccezione per un

piccolo comune di **MACERATA2**, e che potrebbe aggiudicarsi la gara con una spesa contenuta. Le quote minori sono detenute da Hera (6%), Edison ed Estra. Estra, nonostante la quota bassa potrebbe essere interessata poiché possiede il 90% del confinante ATEM **AREZZO** e il 75% di **PESARO-URBINO**. Hera, che detiene quasi interamente l'ATEM confinante **FORLÌ-CESENA**, potrebbe essere interessata per la sua centralità in Emilia-Romagna.

- Il Comune di **PRATO** ha pubblicato una manifestazione di interesse in scadenza già in questi giorni. L'ambito include 18 Comuni, circa 188 mila PDR e una rete di circa 1600 km, per un valore *RAB* pari a 160 milioni di euro. Se si esclude la concessione post Letta la *RAB* risulta essere pari a 88 milioni di euro e il *VIR* 130 milioni di euro, con una differenza complessiva del 47%. Con la rivalutazione della *RAB*, depressa per 4 Comuni, la *RAB* complessiva risulta essere invece pari a 91 milioni di euro, e la differenza con il *VIR* è del 43%. Il *VIR* stimato per il Comune di

PRATO è 38 milioni di euro. La concorrenza sarà probabilmente molto elevata tra i due operatori storici Estra e Toscana Energia. Estra pur avendo una bassa quota di mercato nei vicini ATEM ha un'alta presenza in Toscana, specialmente ad **AREZZO** (87%), **GROSSETO** (50%) e **SIENA** (vicino al 100%). Toscana Energia (del gruppo ITALGAS) detiene una quota di mercato rilevante nei vicini ATEM, **FIRENZE 1**, **FIRENZE 2** e **PISTOIA** (100%) e quote di mercato minori in altri ATEM toscani.

- L'ARERA ha approvato una differenza *VIR-RAB*

superiore al 10% per 50 Comuni dell'ATEM **TORINO 5**. L'ATEM ha una *RAB* di 39 milioni di euro, per 39 mila punti di consegna (€ 1000 *RAB/PDR*) di proprietà di Italgas (%), AEG Coop (43%) e Ascopiave (2%). Italgas detiene quote di mercato rilevanti in Piemonte. I 50 Comuni con *VIR* approvato >10% rappresentano il 60% della *RAB* complessiva, di cui il 97% di AEG e il 29% di Italgas. Contestualmente ARERA ha ricevuto la documentazione di gara per l'ATEM e ne ha avviato l'analisi.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	Unareti (A2A)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	
3	TORINO 1	30/2018/R/gas		23/05/2019	11/12/2019	
4	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	01/07/2020	2

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	RIMINI	572/2020/R/Gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	30/09/2021	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/GAS	22/12/2020	29/01/2021	ALTO
3	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/03/2021	ALTO
4	VARESE 2	NO		11/09/2015	31/03/2021	ALTO
5	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2021	ALTO
6	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2021	ALTO
7	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	MEDIO
8	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	MEDIO
9	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/09/2021	ALTO
10	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
11	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
12	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	MEDIO
13	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
14	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
15	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	ALTO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
5	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
6	GENOVA 2		536/2019/R/gas	NO		MEDIO
7	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
8	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
10	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO
11	BIELLA		485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
12	ROMA 2		502/2020/R/gas	NO		BASSO
13	ROMA 4		503/2020/R/gas	NO		BASSO
14	PORDENONE		504/2020/R/gas	NO		BASSO
15	MODENA 2	in corso				BASSO
16	TORINO 5	in corso				BASSO
17	CUNEO 1		571/2020/R/gas	NO		BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESSE

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

Dati aggiornati al 27/01/2021



05

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2020	AS 2019	Var. %
Domanda	302 751	319 622	-5.3%
Produzione netta	273 108	283 950	-3.8%
- Termoelettrico	175 376	187 317	-6.4%
- Rinnovabili**	97 732	96 633	1.1%
Saldo estero	32 200	38 141	-15.6%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 31/12/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

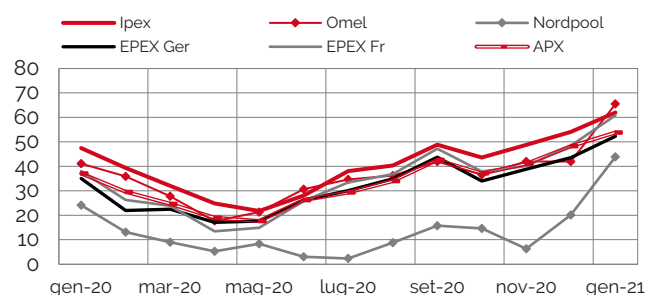
	AS 2021	AS 2020	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	0.6	0.6	-6.0%	4.1	4.0	2.3%
Termoelettrico	1.3	1.3	-0.7%	7.6	7.3	3.8%
Distribuzione	3.3	3.2	2.4%	14.1	12.8	9.5%
Altro	0.2	0.1	110.7%	0.8	0.9	-19.3%
Totale	5.4	5.3	2.4%	26.5	25.1	5.6%

Valori cumulati al 17/01/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

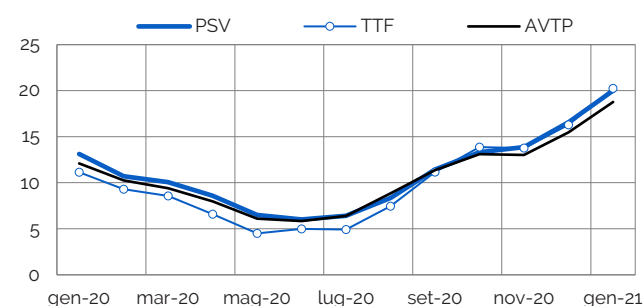


Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 24/01/2021

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

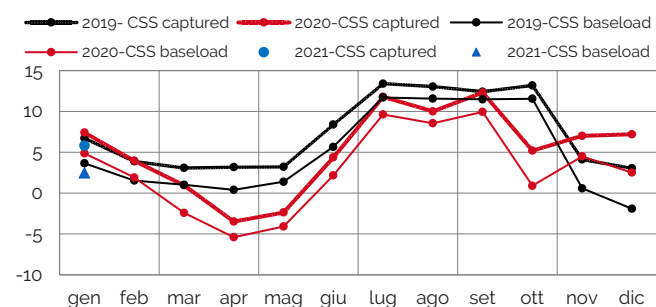


Medie mensili. Ultimo dato al 22/01/2021

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)

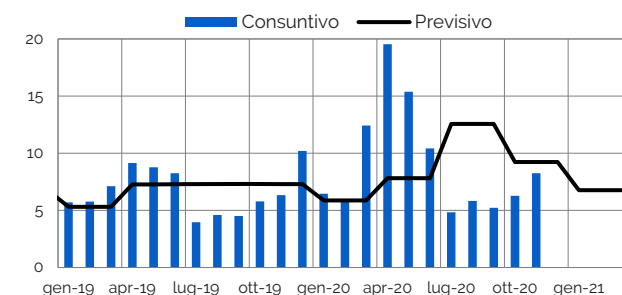


Medie mensili. Ultimo dato al 17/01/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e GME

CORRISPETTIVO UNITARIO DI UPLIFT

(€/MWh)



Ultimo dato consuntivo: Novembre 2020

Fonte: Terna

PREZZO DELLA CO2

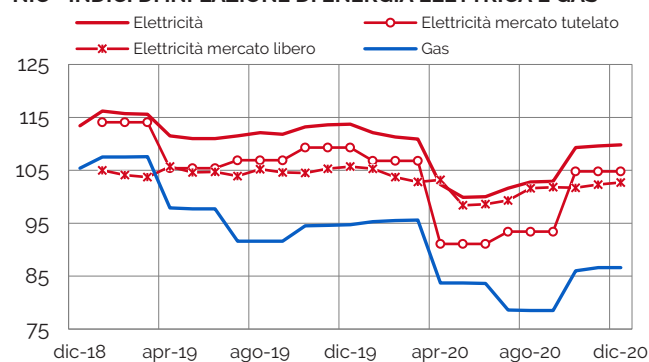
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 22/01/2021

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

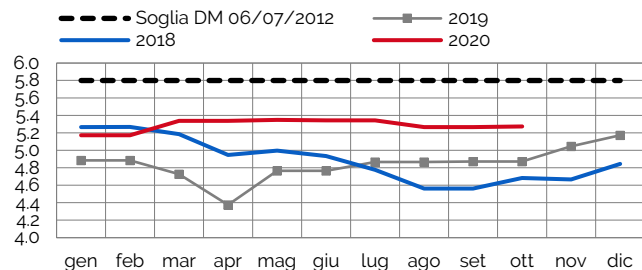


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

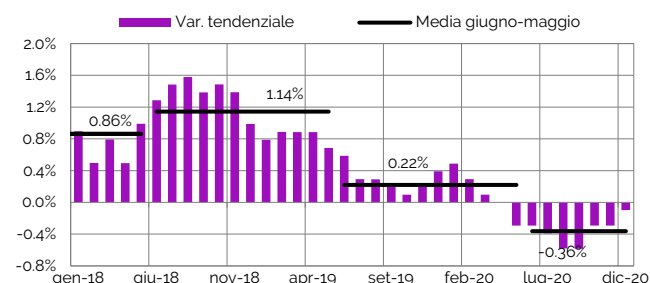


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/10/2020

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: dicembre 2020

Fonte: Istat

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€cent/mc)

Componente	I-20	II-20	III-20	IV-20	I-21
Approvvig. e vendita	28.33	20.52	16.68	22.85	25.64
Costi di trasporto	4.99	4.33	4.33	4.29	4.18
Costi di distribuzione	9.31	9.31	9.47	9.17	9.38
Oneri generali di sistema	3.30	3.28	3.28	3.28	3.34
Totale - tasse escluse	45.93	37.42	33.76	39.58	42.52

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA

DOMESTICI RESIDENTI (€cent/kWh)

Componente	I-20	II-20	III-20	IV-20	I-21
Energia, dispac. e commerc.	8.99	5.72	6.20	8.55	9.24
Costi infrastrutture e UC	3.91	3.91	3.91	3.91	4.01
Oneri generali di sistema	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	17.08	13.81	14.29	16.64	17.43

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€cent/kWh)

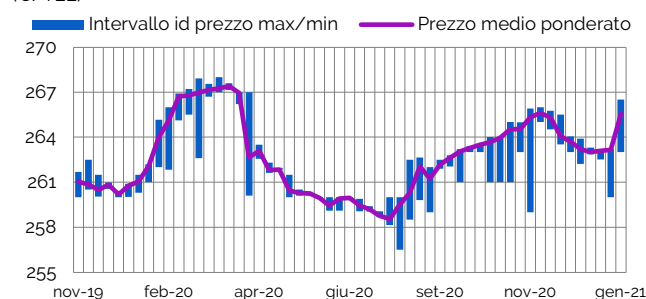
Componente	I-20	II-20	DL Rilancio	III-20	DL Rilancio	IV-20	I-21
Energia, dispac. e commerc.	8.46	5.10	5.10	5.59	5.59	8.12	8.52
Costi infrastrutture e UC	3.33	3.33	1.76	3.33	1.76	3.33	3.42
Oneri generali di sistema	7.04	7.04	5.34	7.04	5.34	7.00	7.13
Totale - tasse escluse	18.84	15.48	12.20	15.97	12.68	18.45	19.07

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

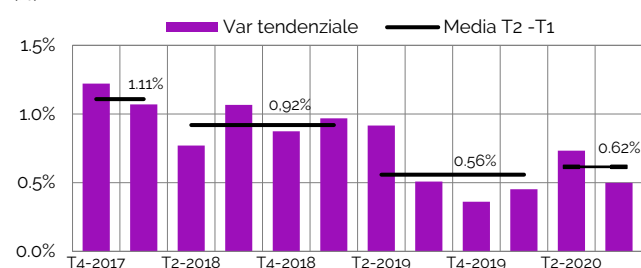


Ultimo dato 22/01/2021

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



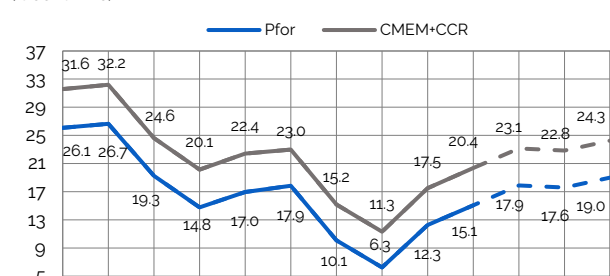
*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Dicembre 2020

Fonte: Istat

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€cent/mc)



T4-2018 T2-2019 T4-2019 T2-2020 T4-2020 T2-2021 T4-2021
PCS 38.52 MJ/mc. Previsioni (tratteggiato) su forward al 22/01/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checola, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

Editore

REF-E Srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

Sottoscrittori

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

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

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

Ref-e srl
via Viancenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967