

NEWSLETTER



n. 251 Febbraio 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Verso il nuovo mercato della capacità e *intraday*

pag. 05

Dopo un anno interlocutorio nell'ambito della riforma del disegno di mercato, sembrano concretizzarsi due importanti novità: da un lato, la prosecuzione del meccanismo di Capacity Market con nuove aste per il 2024 e 2025, dall'altro l'entrata dell'Italia nel mercato infragiornaliero comune europeo, che rende necessario un intervento di Terna sul coordinamento con l'approvvigionamento di servizi sul dispacciamento.

02

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

La via italiana per la neutralità climatica al 2050 e gli impatti sul sistema elettrico

pag. 11

Anche l'Italia ha definito la propria strategia climatica di lungo periodo che guarda al 2050 con la grande ambizione di raggiungere una neutralità nel rispetto dell'ambiente. Il nuovo documento traccia un percorso di profondi cambiamenti dell'intero sistema italiano incluso il settore elettrico che si conferma protagonista nel processo di decarbonizzazione.

03

GAS NATURALE

GNL *small scale*: la crescita del mercato batte la crisi

pag. 16

*Il mercato del GNL *small scale* è nascente e aiuta a rendere più sostenibile soprattutto il settore dei trasporti che sta affrontando una sempre più forte pressione per la riduzione delle emissioni. La crisi che ha colpito l'Italia e il mondo a seguito della diffusione della pandemia non ha arrestato la sfida per la sostenibilità. La competizione in Italia e a livello europeo tra le infrastrutture del GNL è in costante aumento ed evoluzione.*

04

IMPRESE E ISTITUZIONI

La Commissione pubblica i modelli di orientamento sugli aiuti di Stato per i PNRR: focus sui modelli *Power up*

pag. 21

*Le nuove linee guida per gli interventi *Power up* chiariscono le fattispecie di notifica alla Commissione per gli schemi incentivanti alle rinnovabili e per gli investimenti pubblici nelle infrastrutture energetiche. Gli Stati membri sono esentati dalla notifica per i contributi alla produzione rinnovabile inferiori a 15 milioni di euro per singolo impianto, per gli aiuti a sostegno dell'auto-consumo, per gli interventi a favore della produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi e per gli investimenti nelle infrastrutture per il trasporto di idrogeno non separate da quelle del gas o che rientrano nella definizione di Servizio di Interesse Economico Generale: sono prime, importanti indicazioni per la governance dei fondi, in attesa delle regole applicative nel nostro paese.*

L'impatto macroeconomico dei PNRR: troppa prudenza?

pag. 26

Gli analisti istituzionali prevedono un impulso fiscale inferiore rispetto ai fondi erogati, ma i modelli tradizionali sottostimano l'impatto del cambiamento tecnologico: sapremo disegnare politiche in grado di attivare davvero il cambiamento?

05

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 29

Anche a gennaio parte un nuovo bando, LA SPEZIA. Il TAR attesta che i bandi sono regolari anche senza l'approvazione dell'ARERA sui livelli del VIR. Si complica l'assegnazione di NAPOLI 1.

06

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 33

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 34

01



Mercato elettrico

Verso il nuovo mercato della capacità e intraday

Dopo un anno interlocutorio nell'ambito della riforma del disegno di mercato, sembrano concretizzarsi due importanti novità: da un lato, la prosecuzione del meccanismo di Capacity Market con nuove aste per il 2024 e 2025, dall'altro l'entrata dell'Italia nel mercato infragiornaliero comune europeo, che rende necessario un intervento di Terna sul coordinamento con l'approvvigionamento di servizi sul dispacciamento.

NUOVE ASTE DI CAPACITÀ PER IL 2024-2025

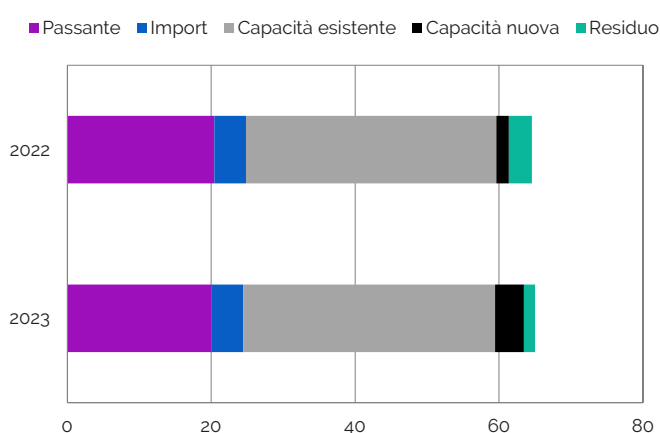
Sembra farsi concreta, come confermato da Terna, la possibilità di avere quest'anno nuove aste di capacità con orizzonte 2024-2025, da svolgersi addirittura entro l'estate, ma ciò richiederà un incastro perfetto tra le diverse parti da svolgere da parte di Terna stessa, dell'Autorità e del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE).

Le aste svolte nel 2019, infatti, avevano dato una risposta importante ai possibili problemi di adeguatezza nel breve-medio termine, approvvigionando circa 6 GW di capacità nuova necessaria per l'adeguatezza del sistema, tuttavia il mercato era risultato corto, nonostante l'apertura della partecipazione anche alla capacità nuova non ancora autorizzata.

Non sono mai state fornite quantificazioni ufficiali dell'ammontare di domanda rimasta scoperta, in quanto il rapporto pubblicato da Terna conteneva i dati sulla capacità qualificata, offerta e contrattualizzata, ma non è stato invece reso pubblico l'ammontare della capacità non partecipante, considerata dal TSO a sconto della domanda, come passante a prezzo zero nella curva di offerta, in quanto disponibile a fornire un contributo all'adeguatezza all'anno di *delivery*, seppur non beneficiaria di una remunerazione di capacità.

Da stime effettuate sul parco di generazione installato, è possibile che ci fosse ancora almeno 1.5 GW di domanda da coprire sul 2023, distribuita tra la macrozona Nord e la macrozona Sud (**Figura 1**).

FIGURA 1. BILANCIO DELLE ASTE DI CAPACITÀ 2022-2023 (MW)



Fonte: stime REF-E su dati Terna

Come affermato all'interno del Piano di Attuazione inviato alla Commissione Europea l'estate scorsa, nuove aste (almeno per gli anni immediatamente successivi, ossia il 2024 e il 2025) sono quindi necessarie per completare quanto fatto nel 2019 e rendere possibile un pieno *phase-out* della generazione a carbone entro il 2025.

PROBLEMI AUTORIZZATIVI PER LA CAPACITÀ CONTRATTUALIZZATA

A mettere a rischio la copertura dell'adeguatezza, si aggiunge però la critica situazione autorizzativa per una quota importante della capacità contrattualizzata per andare in *delivery* nel 2023, nonostante la *deadline* per il raggiungimento delle autorizzazioni sia stata posticipata di 6 mesi rispetto a quanto previsto inizialmente: la nuova scadenza, dimostrando che i ritardi sono dovuti agli effetti del *lockdown* sulle procedure amministrative, è fissata a giugno 2021, con gli stessi 6 mesi che vengono concessi come proroga alla *delivery* del 2023.

Tra i casi più critici, il TAR ha respinto il ricorso presentato da Metanergia contro il no del Comune di Greve in Chianti per la costruzione di un *peaker* da 148 MW termici, che era già stato esentato dalla procedura di Via da parte del Minambiente nell'estate scorsa: la ragione del rifiuto il maggior impatto del progetto presentato rispetto a quanto originariamente considerato nel piano urbanistico attuativo, e l'essere già contrattualizzato sotto il *Capacity Market* non ha costituito per il TAR motivo per soprassedere alla regolazione comunale.

Emblematico poi il caso della centrale a carbone di La Spezia: la posizione del Minambiente è infatti quella di chiudere la centrale nel 2021 (nelle intenzioni fin da gennaio), a prescindere dalla realizzazione della conversione a gas del sito. Dall'altra parte il MiSE, cui spetta l'ultima parola nell'autorizzazione alla dismissione, si è pronunciato contrario alla chiusura, proprio perché gli iter di sostituzione con il gas sono arenati da tempo (la procedura di Via è stata avviata a maggio scorso). Quindi, da un lato la volontà di spingere sulla transizione energetica, con l'uscita dalle fonti fossili, dall'altro il problema dell'adeguatezza da garantire, sostenuto da Terna, che richiede almeno 500 MW di saldo netto tra la capacità nuova entrante e la capacità in dismissione nell'area Nord del Paese. È lecito attendersi uno sblocco di questa situazione passando dal nuovo governo, e in particolare dal nuovo Ministero per la Transizione Ecologica.

Situazione simile a Fusina, dove c'è l'autorizzazione per chiudere in anticipo due delle unità costituenti l'impianto a carbone, mentre ancora fermo l'iter per la riconversione a gas. Complessivamente, Terna stima che circa metà dei 3-4 GW non autorizzati possa essere a rischio.

IL PIANO DI ATTUAZIONE È STATO AGGIORNATO

Ai fini dell'implementazione del *capacity market*, il procedimento formale previsto dall'articolo 20 del Regolamento europeo sul mercato interno dell'energia elettrica può dirsi concluso con la pubblicazione da parte del MiSE del Piano di Attuazione aggiornato.

Il Regolamento prevede infatti che gli Stati membri che presentano un problema di adeguatezza delle risorse debbano preparare un Piano di Attuazione, contenente il programma (e le relative tempistiche) per l'adozione delle misure volte a eliminare le distorsioni normative o le carenze del mercato che rendono necessario un intervento regolatorio, quale un meccanismo di remunerazione della capacità. Tale documento è stato inviato da parte dell'Italia alla Commissione Europea a fine giugno scorso.

La Commissione Europea è poi tenuta a emettere un parere sull'efficacia delle misure previste dal Piano, in termini di eliminazione delle distorsioni normative e carenze di mercato, e a invitare lo Stato membro a fare le modifiche necessarie. Il parere sul Piano di Attuazione italiano, pubblicato a fine ottobre, approvava diverse misure ipotizzate, invitando tuttavia l'Italia a velocizzare in diversi casi i tempi previsti per l'attuazione e in alcuni casi a intervenire in modo più netto sull'attuale disegno di mercato.

La risposta dell'Italia, arrivata a inizio febbraio, prende in considerazione singolarmente i diversi punti sollevati dal parere della Commissione e fornisce una risposta a ciascuno, ma lascia sostanzialmente invariato il piano di riforma, prendendo tempo su alcuni interventi ritenuti più complessi.

- Per l'aggiornamento richiesto del Valore dell'Energia Non Fornita, si è dato già mandato a Terna, attraverso la [Delibera 507/2020](#), di predisporre uno studio sullo standard di adeguatezza del sistema elettrico, basato sulla metodologia ACER e che utilizzi una stima di Costo del Nuovo Entrante (CONE) e di Valore dell'Energia Non Fornita (VENF o VOLL): tale studio dovrà essere trasmesso al MiSE entro maggio e sarà la base per la stima dei parametri per nuove aste di capacità.
- L'introduzione di una funzione di scarsità sui prezzi di bilanciamento richiede la stima del VOLL come passo propedeutico e di essere coordinata con altri aspetti della riforma, quindi verrà considerata concretamente solo a partire dal 2023.

- Lo sviluppo e ottimizzazione della rete di trasmissione viene già preso in considerazione da Terna ritenendolo il modo più efficiente per incrementare la capacità di transito tra le diverse zone di mercato, inclusa l'applicazione del *Dynamic Thermal Rating* delle linee. In ogni caso anche lo sviluppo fisico è necessario, per selezionare gli impianti più efficienti ed economici sul mercato, assorbire completamente l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili e assicurare un approvvigionamento sicuro ed economico per i consumatori.
- L'eliminazione del PUN rappresenta un passo critico. Il prezzo unico oggi costituisce infatti un indice di riferimento per il mercato e l'impatto di questa riforma sarebbe rilevante sui principali consumatori. Saranno quindi necessarie un'adeguata analisi preliminare e un'implementazione graduale, con tempi di almeno 2-3 anni.
- L'apertura del Mercato del Bilanciamento (MB) alla *demand response* e a nuove risorse di flessibilità è già in corso tramite i progetti pilota svolti sotto la [Delibera 300/2017](#). I risultati della fase di sperimentazione verranno poi utilizzati per aggiornare e affinare le modalità di partecipazione (un nuovo disegno del progetto pilota UVAM è atteso per metà 2021).
- La regolazione degli sbilanciamenti, attualmente differenziata in *dual pricing* a prezzo marginale per le unità abilitate e *single pricing* a prezzo medio per le unità non abilitate, sarà rivista per definire una regola unica entro gennaio 2023: sarà oggetto di valutazione sia il tipo di schema sia il prezzo utilizzato per la valorizzazione (*single pricing* a prezzo marginale la proposta della Commissione).
- Per la liberalizzazione del mercato *retail*, il decreto 31 dicembre 2020 definisce le misure per un *phase-out* rapido ed efficiente dal mercato tutelato; è stata predisposta una specifica sezione del sito dell'Autorità rivolta alle piccole imprese e un call center dedicato; nuove misure di assistenza e informazione saranno implementate nei prossimi mesi.

Infine, riguardo al *Capacity Market*, si afferma che il meccanismo è già stato disegnato secondo quanto

previsto dal Regolamento europeo e la Decisione del 2019 della Commissione ha già certificato la compatibilità con la normativa europea in tema aiuti di Stato. Sembra quindi chiara l'intenzione di proseguire con lo stesso meccanismo del 2019 per la *delivery* 2022-2023, senza cambiamenti rilevanti, nonostante due punti potenzialmente critici:

- il meccanismo di *strike price* potrebbe essere in conflitto con l'articolo 22, comma 1.b, che afferma che i meccanismi di capacità "non creano indebite distorsioni del mercato e non limitano gli scambi interzonal": rappresentando un *cap* ai ricavi ottenibili dagli operatori (anche se non direttamente sui prezzi di mercato, come più volte ribadito dall'Autorità), potrebbe limitare proprio quei segnali di mercato, che sono necessari per valorizzare l'adeguatezza del sistema e che rappresentano una delle distorsioni normative che hanno reso necessaria la remunerazione di capacità
- la partecipazione nulla della *demand response* e quella molto limitata dei sistemi di accumulo e degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nelle aste del 2019, mette in dubbio l'effettiva applicazione dell'articolo 22, comma 1.h, secondo cui i meccanismi di capacità "sono aperti alla partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche previste, compresi lo stoccaggio dell'energia e la gestione sul versante della domanda": il meccanismo italiano è infatti formalmente aperto a tutte le risorse in grado di garantire l'adeguatezza del sistema, ma evidentemente alcune regole implementative (il *derating* della CDP, la definizione dell'impegno di disponibilità e la definizione del meccanismo di *strike price*) vanno a scoraggiare la partecipazione di alcune risorse a vantaggio di altre.

Diversi ricorsi presentati dagli operatori contro l'adozione del meccanismo di *Capacity Market* sono ancora in attesa di udienza, sia presso il TAR (con l'udienza che dovrebbe svolgersi nel mese di marzo) sia presso la Commissione Europea (di cui non si conoscono tempistiche certe), e il responso potrà giocare un ruolo rilevante nel mantenimento del meccanismo.

Nel Piano di Attuazione, l'Autorità si impegna comunque a monitorare e valutare

continuativamente il meccanismo e, dove necessario, a intervenire per aggiornarlo coerentemente alla normativa comunitaria.

SI PROSPETTA UN'ASTA COMPETITIVA?

I prossimi passi da compiere per arrivare allo svolgimento di nuove aste sono quindi i seguenti:

- condividere con il Ministero¹ lo studio di Terna sull'adeguatezza e sui parametri economici rilevanti (inizio maggio 2021)
- decreto da parte del Ministero di adozione del meccanismo (in quanto il precedente Decreto del 2019 approvava solamente le aste svolte per il 2022 e il 2023)
- verificare lo stato autorizzativo dei progetti di centrali contrattualizzati per la consegna nel 2023 (fine giugno 2021)
- apportare eventuali aggiornamenti e modifiche alla disciplina da parte dell'Autorità
- pubblicare la curva di domanda e gli altri parametri rilevanti al fine delle aste (tassi di *derating*, *cap* al premio, *strike price*, ecc...).

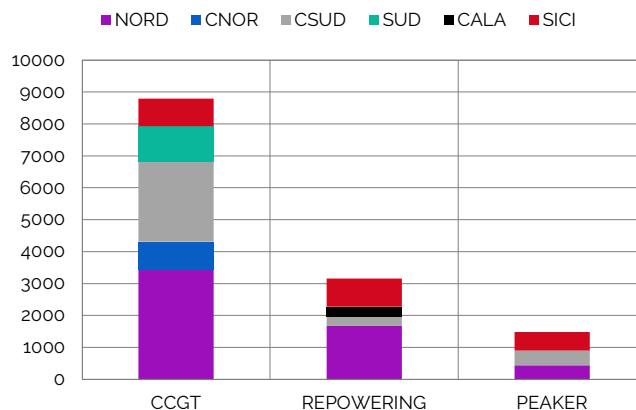
Il percorso sembra quindi essere ancora abbastanza articolato e richiede una stretta collaborazione da tutte le parti in gioco, senza ignorare i possibili esiti dei ricorsi già citati.

Superato il complesso iter di implementazione, sembra indubbio che sulle aste possa aprirsi spazio di mercato per ulteriore nuova capacità: in aggiunta alla quota di domanda scoperta nel 2022-2023, bisogna considerare l'evoluzione del fabbisogno di adeguatezza, sulla base delle aspettative di crescita della domanda per gli anni successivi, la capacità già contrattualizzata e non autorizzata, che dovrà essere riallocata competitivamente sul mercato, e infine l'eventuale sostituzione di capacità esistente a oggi disponibile che dovesse considerare la chiusura (ad esempio, ai fini del *repowering*).

Il mercato si sta comunque muovendo in misura decisamente maggiore rispetto a quanto accaduto due anni fa: si registrano infatti circa 15 GW di progetti di nuova capacità produttiva

annunciati dagli operatori, o che hanno intrapreso l'iter autorizzativo, distribuiti su tutto il territorio nazionale, e classificabili in tre macro-categorie: nuovi impianti a ciclo combinato, ripotenziamenti di impianti a gas esistenti, impianti peaker o a ciclo aperto (**Figura 2**).

FIGURA 2. PROGETTI POTENZIALMENTE PARTECIPANTI ALLE PROSSIME ASTE DI CAPACITÀ (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati pubblici

I dati sono in continuo aggiornamento: se quindi è lecito attendersi che la prima fase delle aste, relativamente alla capacità esistente e nuova autorizzata, possa risultare nuovamente corta, come già accaduto nel 2019, potrebbe esserci invece più competizione nella seconda fase, quella relativa alla capacità nuova non autorizzata, che difficilmente stavolta non sarà sufficiente a esaurire la domanda di adeguatezza. Gli operatori non si lasceranno quindi sfuggire una finestra di mercato che nel 2019 era rimasta parzialmente aperta, a causa dell'improvvisa e inaspettata accelerata che aveva portato dalla modifica della disciplina allo svolgimento delle aste e dell'incertezza riguardo alle reali esigenze del sistema.

NUOVO MERCATO INFRAGIORNALIERO: IL 2021 DOVREBBE ESSERE L'ANNO BUONO

Dopo quasi un anno dalla consultazione del GME² ([Newsletter 242](#)), Terna ha messo in consultazione le revisioni al Codice di Rete necessarie per definire il nuovo coordinamento tra Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD).

¹ Ministero dello Sviluppo Economico o il neonato Ministero della Transizione Ecologica in base alla suddivisione delle deleghe in via di definizione in questi giorni.

² DCO GME 02/2020.

Il nuovo disegno di mercato, definito dal CACM ([Regolamento Europeo 2015/1222](#)), infatti, prevede la sostituzione delle sette aste implicite attuali (MI1-MI7) con:

- tre aste implicite aperte anche a Grecia e Slovenia, che si svolgeranno alle 15 e 22 del giorno prima D-1 (contrattazione di tutte le 24 ore del giorno D) e alle 10 del giorno D (con contrattazione delle ore 13-24)
- negoziazione continua a livello europeo³ nell'ambito del progetto *XBID*, che inizierà alle ore 15.30 del D-1 (a chiusura della prima asta implicita) e sarà aperta⁴ fino a un'ora prima del tempo reale (H-60').

Attualmente, a conclusione delle aste *MI*, Terna svolge le sessioni del *MSD* ex-ante con cui approvvigiona le risorse per il dispacciamento necessarie a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema. La chiusura in H-60' della contrattazione continua del *MI* richiede un nuovo coordinamento tra i due mercati dato che non è più possibile svolgere le sessioni di Terna a valle di *MI* e quindi il TSO si ritrova a dover intervenire indirettamente sui mercati dell'energia.

Un'ulteriore complessità deriva dalla possibilità di fare offerte di portafoglio e non solo per singola *UP* come accade ora.

Questa novità richiede quindi la creazione di una piattaforma di nomina, gestita dal GME, in cui ogni Utente del Dispacciamento (UdD), o i soggetti delegati, nomini la quantità in immissione o prelievo per ogni *UP* nella sua titolarità.

Tali nomine possono essere preliminari, nel caso in cui la contrattazione non sia ancora conclusa, o finali nel momento in cui avvengono successivamente⁵ alla chiusura di *MI*.

Le modifiche presentate da Terna si rifanno in buona parte alla struttura già proposta in una consultazione svolta nel 2018 ([Newsletter 222](#)).

Sostanzialmente le unità abilitate a *MSD* dovranno:

1. prima di ogni sottofase di *MSD* ex-ante inserire nella piattaforma di nomina le nomine preliminari⁶
2. in esito alle sottofasi di *MSD* ex-ante potranno ricevere da Terna, oltre alle quantità accettate, degli intervalli di fattibilità che rappresentano un vincolo che deve essere rispettato dalla successiva nomina finale

Il processo di nomina può portare a un disallineamento tra la posizione commerciale di un aggregato di punti e le nomine finali delle *UP* appartenenti all'aggregato stesso. Infatti, la nomina finale deve tenere in considerazione per prima cosa gli intervalli di fattibilità definiti da Terna (nonché i parametri tecnici degli impianti) e solo in seconda battuta la posizione commerciale del portafoglio. La differenza tra la posizione commerciale del portafoglio e la somma delle nomine finali delle unità incluse nell'aggregato è chiamata saldo commerciale ed è valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate. Da notare che nella formula di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale è stata inserita anche la somma dei saldi commerciali.

Per arrivare all'effettiva implementazione del nuovo mercato infragiornaliero mancano ora l'approvazione da parte di ARERA delle modifiche proposte da Terna al Codice di Rete e del Ministero⁷ della Disciplina di Mercato del GME, più una serie di attività operative a livello europeo di progetto *XBID* e del connesso progetto regionale *Local Implementation Program*⁸ (LIP) sulle frontiere italiane. Le ultime informazioni⁹ indicano maggio 2021 come periodo di avvio, magari un nuovo rinvio potrebbe rendersi necessario ma il 2021 dovrebbe proprio essere l'anno buono per l'ingresso dell'Italia nel mercato unico infragiornaliero.

³ Sul confine greco verrà avviato in un secondo momento.

⁴ Con delle sospensioni temporanee per consentire lo svolgimento delle due altre aste implicite.

⁵ Nel DCO consultato dal GME, la nomina finale deve essere inserita entro H-57'.

⁶ L'obbligo di nomina preliminare è previsto anche per le *UP* rilevanti non abilitate connesse alla rete rilevante.

⁷ Anche in questo caso dipenderà dalla suddivisione delle deleghe tra Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero della Transizione Ecologica.

⁸ L'implementazione del progetto *XBID* è suddivisa in progetti regionali (LIP) che interessano le frontiere tra gruppi di stati. Le frontiere italiane rientrano nel LIP 14.

⁹ https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20201124_Draft_Press_release_revised_LIP_14_final.pdf

An aerial photograph of a dense, green forest. A winding road with orange-yellow lane markings curves through the trees. The road starts from the bottom left, curves upwards and to the right, and then continues towards the top right corner of the frame.

02

Energie rinnovabili e clima

La via italiana per la neutralità climatica al 2050 e gli impatti sul sistema elettrico

Anche l'Italia ha definito la propria strategia climatica di lungo periodo che guarda al 2050 con la grande ambizione di raggiungere una neutralità nel rispetto dell'ambiente. Il nuovo documento traccia un percorso di profondi cambiamenti dell'intero sistema italiano incluso il settore elettrico che si conferma protagonista nel processo di decarbonizzazione.

Il 10 febbraio scorso il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (Minambiente) ha trasmesso alla Commissione Europea (CE)¹ la Strategia Nazionale di lungo periodo (*Long Term Strategy*, LTS), documento che si pone l'obiettivo di individuare i potenziali percorsi della piena decarbonizzazione in Italia al 2050.

Il documento è arrivato con più di un anno di ritardo e rientra nell'iter normativo legato all'Accordo di Parigi² che ha formalizzato il *commitment* delle parti partecipanti di mantenere il riscaldamento globale al di sotto dei 2°C e proseguire gli sforzi per limitare l'aumento a 1,5°C entro il 2050. Tali sforzi dovrebbero portare a un progressivo equilibrio fra le emissioni e gli assorbimenti dei gas a effetto serra con un impatto netto sull'ambiente che diventa neutrale nel lungo termine. Il primo passo previsto dall'Accordo era la presentazione dei Contributi Determinati a livello Nazionale (NDC), che definiscono l'impegno che ciascun paese intende prendere per la riduzione delle emissioni e il contenimento dell'aumento delle temperature. Il secondo era la pubblicazione entro il 2020³ della Strategia Nazionale di decarbonizzazione di lungo termine.

La LTS italiana è stata elaborata da quattro ministeri⁴ e un gruppo tecnico di cui hanno fatto parte competenze e professionalità diverse, allo scopo di individuare un percorso di cambiamento "socio-

economico" verso la piena decarbonizzazione del sistema italiano. Sono quindi state individuate tre "diretrici fondamentali" alla base del complesso processo necessario a raggiungere la neutralità climatica al 2050:

- riduzione del consumo energetico limitando la mobilità privata e i consumi civili
- massimizzazione della quota rinnovabili con un accelerato sviluppo di nuova capacità produttiva e la produzione di idrogeno
- ampliamento delle superfici verdi per incrementare la capacità di assorbimento della CO₂.

COME RAGGIUNGERE L'IMPATTO 0 AL 2050?

Data la complessità del problema e la molteplicità dei fattori coinvolti, il cambiamento radicale dell'economia, del sistema energetico e delle abitudini nel settore civile, l'analisi di scenari rimane lo strumento principale per la valutazione dei possibili percorsi.

Alla base della definizione della strategia ci sono due scenari di sviluppo, ciascuno dei quali porta come risultato un *gap* di emissioni rappresentativo dello sforzo necessario per garantire la neutralità climatica fra trent'anni. Il punto di partenza per entrambi è il PNIEC 2030 e le "virtuose" tendenze di sviluppo innescate da esso. Queste, se prolungate per i vent'anni successivi, traccerebbero un

¹ <https://www.minambiente.it/notizie/cambiamenti-climatici-trasmessa-bruxelles-la-strategia-nazionale-di-lungo-periodo#:~:text=La%20Strategia%20nazionale%20di%20lungo%20termine%20individua%20i%20possibili%20percorsi,compensate%20dagli%20assorbimenti%20di%20CO2>.

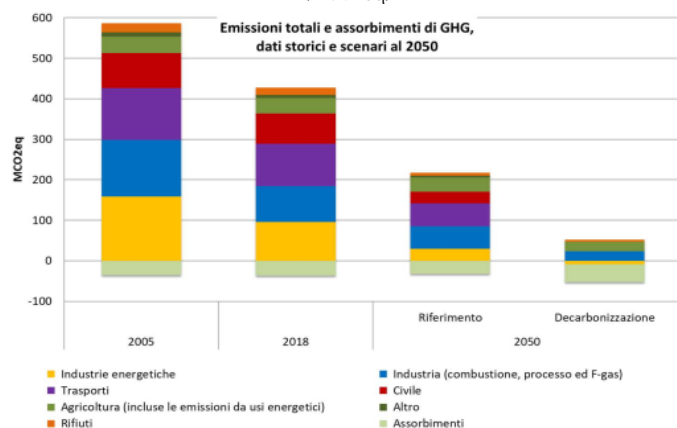
² L'Accordo di Parigi è stato negoziato alla COP 21 e sottoscritto dall'Italia insieme ad altri 200 paesi.

³ La scadenza precisa è determinata dal Regolamento UE 2018/1999 sulla governance dell'Unione Europea e prevede che i Paesi Membri presentino le strategie di lungo termine (almeno di trent'anni) entro il 1 gennaio 2020.

⁴ Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e il Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali.

percorso di sviluppo che rappresenta lo scenario di Riferimento, caratterizzato da una significativa riduzione delle emissioni inquinanti grazie allo sviluppo delle rinnovabili e all'efficienza energetica, ma non sufficiente per azzerare l'impatto sull'ambiente (**Figura 1**).

FIGURA 1. EMISSIONI TOTALI E ASSORBIMENTI DI GHG
(MCO₂eq)



Fonte: Minambiente 2021

Lo Scenario di decarbonizzazione si pone invece l'obiettivo di annullare le distanze dello Scenario di riferimento rispetto alla piena decarbonizzazione dell'economia e contempla una serie di potenziali soluzioni a basso impatto ambientale per limitare le emissioni inquinanti, e la riduzione al minimo indispensabile del ricorso a combustibili fossili. Permane in questo scenario l'utilizzo del carbone nell'acciaio e del petrolio nel petrolchimico, ma l'idrogeno da rinnovabili fornirebbe il settore siderurgico, mentre il mantenimento o meno di una quota di generazione a gas dipenderà dalla disponibilità di nuova capacità rinnovabile.

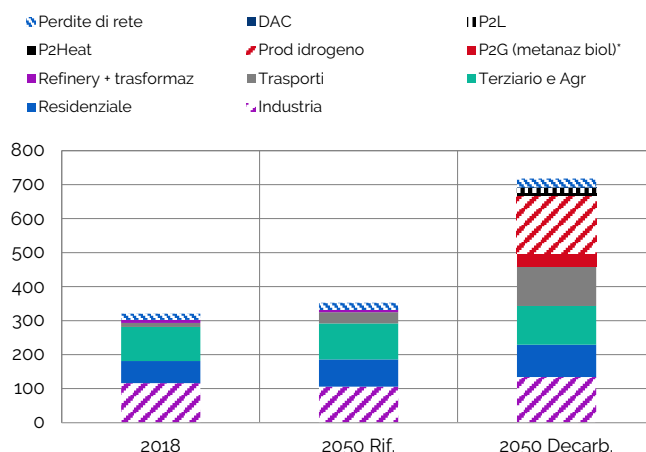
ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI FINALI, IDROGENO E RINNOVABILI RIDISEGNANO IL SETTORE ELETTRICO

Anche per il settore elettrico si prospetta un cambiamento radicale. Mentre nello Scenario di riferimento il prolungamento delle tendenze del PNIEC 2030 porterebbe a un contenuto incremento della domanda elettrico e al mantenimento di una quota residua del gas nel *mix* nazionale (circa 20% nonostante lo sviluppo "virtuoso" delle rinnovabili), lo Scenario di decarbonizzazione prevede dei cambiamenti drastici, in cui il sistema ha un ruolo

strategico nel raggiungimento della neutralità al 2050. I *driver* di tale trasformazione sono una diffusa elettrificazione degli usi finali, lo sviluppo della generazione di combustibili (idrogeno e *e-fuels*) e calore *carbon-free*, insieme all'impiego di soluzioni tecnologiche avanzate come la cattura della CO₂ direttamente dall'atmosfera (*direct air capture*) o da fonti emissive (*carbon capture and utilization*, CCU, *carbon capture and storage*, CCS).

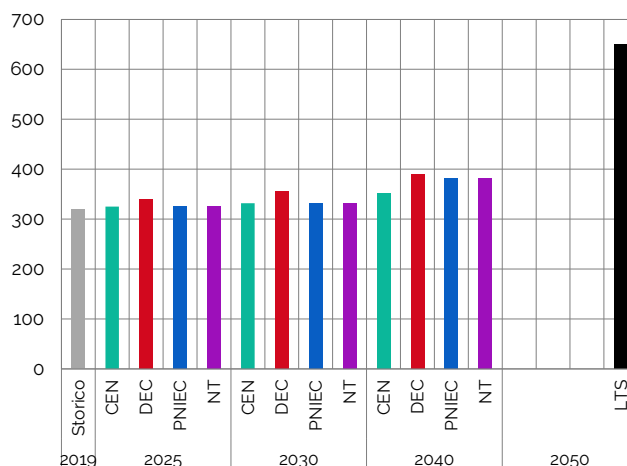
L'elettrificazione degli usi finali, guidata dalla mobilità elettrica (16% al 2050), e la produzione di combustibili innovativi (30%) (**Figura 2**) alla base dello Scenario di decarbonizzazione, porterebbero a un significativo incremento della domanda elettrica, che potrebbe raggiungere i 650-700 TWh al 2050 secondo le analisi della LTS (**Figura 3**), più del doppio rispetto ai livelli attuali.

FIGURA 2. EVOLUZIONE DELLA COMPOSIZIONE DEL CONSUMO ELETTRICO (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Minambiente

FIGURA 3. EVOLUZIONE DELLA RICHIESTA ELETTRICA NEI DIVERSI SCENARI NAZIONALI (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e Minambiente

L'idrogeno rappresenta un elemento fondamentale per la futura trasformazione del sistema elettrico ed energetico, sia in termini di flessibilità e stoccaggio, sia come fonte di decarbonizzazione per i settori industriali con poche alternative *low-carbon*.

Considerando le potenzialità delle tecnologie di cattura della CO₂ non si esclude di poter raggiungere un bilancio di emissioni negativo. In questo contesto, lo sviluppo delle fonti rinnovabili diventa indispensabile con la quota che si porterebbe intorno ai 90%-100% del fabbisogno elettrico.

Sulla base dello sviluppo tecnologico ad oggi conosciuto, l'evoluzione del *mix* produttivo in termini di tecnologia e capacità installata si può tradurre in:

- impianti fotovoltaici che aumentano fino a un *range* di circa 200-300 GW (10-15 volte i livelli di oggi)
- contributo dell'eolico, per entrambi le soluzioni *off-shore* e *on-shore* che può crescere fino 40-50 GW al 2050
- fonti idroelettriche tradizionali che verranno mantenute, con possibile incremento del contributo del geotermico, del mare e del moto ondoso.

I sistemi di cattura della CO₂ darebbero un contributo rilevante: applicati ai sistemi di CCS presso gli impianti alimentati a combustibili fossili neutralizzerebbero il loro impatto ambientale, mentre se impiegati in siti produttivi da bioenergia/biometano porterebbero in negativo le emissioni.

Data la quota significativa di energia intermittente prevista, il sistema decarbonizzato al 2050 richiederebbe una ingente quantità di flessibilità di vario grado: da quella inter-oraria alla flessibilità settimanale e stagionale, che il futuro parco produttivo non sembrerebbe in condizioni di coprire interamente per svariati motivi, fatto salvo il contributo del rinnovabile programmabile (idroelettrico, bioenergie e geotermia).

È necessario quindi lo sviluppo co-dimensionato di nuove risorse di flessibilità che nello Scenario di decarbonizzazione sono rappresentate dalle seguenti tecnologie:

- l'installazione di 30-40 GW di accumuli elettrochimici, distribuiti e sulla rete di trasmissione, che dovrebbero corrispondere a 70-100 TWh di energia accumulata da ottimizzare, ma anche fornire riserva veloce e potenza per flessibilità
- sviluppo di nuovi pompaggi, circa 10 GW⁵ di capacità aggiuntiva rispetto all'installato attuale che rappresenta il totale del potenziale stimato
- ulteriori fonti di flessibilità come gli impianti di produzioni di *e-fuel*, i sistemi DAC o gli impianti *power to heat*, i sistemi di accumulo di calore stagionale, la domanda flessibile e i veicoli elettrici

Anche il trasporto dell'energia è dovrebbe trasformarsi profondamente.

Da un lato, l'incremento significativo del consumo di energia elettrica richiederebbe un rilevante potenziamento della rete non solo per l'aumento della quantità di energia da trasmettere in futuro, ma anche per la maggior potenza connessa alla rete, rappresentata prevalentemente da capacità non programmabile.

Il potenziale sviluppo della produzione dei gas sintetici, dall'altro lato, richiederebbe un'attenta pianificazione e localizzazione di tali impianti (preferibilmente vicino ai parchi rinnovabili) per evitare degli stress eccessivi e potenziali investimenti insostenibili per il trasporto elettrico.

Il *sector coupling*, ovvero l'integrazione delle reti elettrica e gas rappresenta un altro elemento chiave per il successo della decarbonizzazione al 2050 pur presentando alcune criticità. Nonostante la quota del gas fossile sia destinata ad azzerarsi nel futuro *mix* elettrico, l'infrastruttura di trasporto gas si rivela una risorsa fondamentale quando considerata la sua capacità di raccogliere e trasportare combustibili sintetici dal luogo di produzione ai punti di consumo in maniera presumibilmente efficiente anche da punto di vista economico.

Da non sottovalutare anche il potenziale di accumulo di energia che potrebbe offrire la rete gas in un accoppiamento dei due settori, ben superiore a quella elettrica.

⁵ Inclusi gli sviluppi previsti da PNIEC 2030.

Il percorso ideato per raggiungere la neutralità climatica al 2050 sembra possibile pur richiedendo notevoli sforzi di innovazione e cambiamento nel settore elettrico.

L'incertezza e la complessità rimangono ancora molto alti su diversi aspetti, mentre altri potrebbero concretizzarsi prima del programmato.

Lo Scenario di Riferimento, ad esempio, è basato sulle tendenze innescate dal PNIEC 2030 che non è stato allineato però agli ultimi aggiornamenti dei *target* ambientali 2030 al livello europeo, in via di formalizzazione nei mesi successivi, e che potrebbe esigere di anticipare l'applicazione di diverse misure *low-carbon* o *carbon free* già nel

periodo pre-2030 ([Newsletter 246](#)).

Altro aspetto critico riguarda lo sviluppo ipotizzato per le fonti rinnovabili e, in particolare, per il fotovoltaico che vede crescere la propria capacità produttiva in maniera esponenziale fino al 2050 senza cenni sui potenziali di sviluppo presenti sul territorio nazionale.

Molto ambiziosa l'integrazione dei sistemi di cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO₂ sui quali l'esperienza attuale deriva principalmente da progetti sperimentali e la cui piena attuazione necessita del superamento di alcuni aspetti critici, come il trasporto della CO₂ e lo stoccaggio in depositi geologici.



03

Gas

naturale

GNL *small scale*: la crescita del mercato batte la crisi

Il mercato del GNL small scale è nascente e aiuta a rendere più sostenibile soprattutto il settore dei trasporti che sta affrontando una sempre più forte pressione per la riduzione delle emissioni. La crisi che ha colpito l'Italia e il mondo a seguito della diffusione della pandemia non ha arrestato la sfida per la sostenibilità. La competizione in Italia e a livello europeo tra le infrastrutture del GNL è in costante aumento ed evoluzione.

IL TRASPORTO STRADALE PESANTE TRAINA LA RICHIESTA DI GNL PER USI FINALI

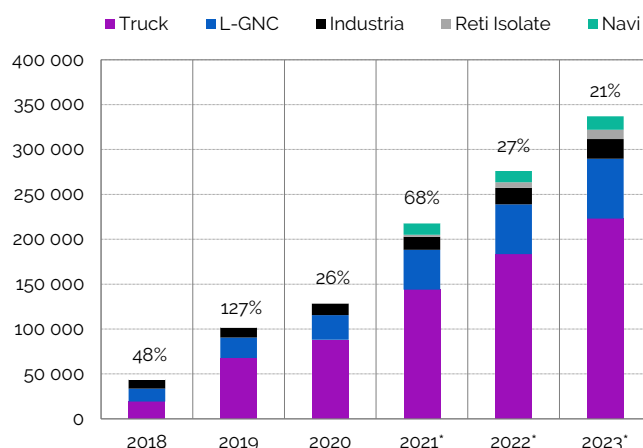
Nel 2020 i consumi di GNL per usi finali in Italia sono aumentati del 26%, nonostante la crisi, superando le 130.000 tonnellate (circa 300.000 mc di GNL). I mancati consumi, rispetto alle attese di fine 2019, ammontano a circa 40.000 tonnellate (oltre 90.000 mc di GNL). Il vivace sviluppo infrastrutturale e la continua crescita degli utenti finali consentono comunque di prevedere un pieno recupero nel corso del 2021, con volumi complessivi che potrebbero aumentare di oltre il 60% rispetto a quelli venduti nel 2020 (**Figure 1 e 2**).

La richiesta di GNL per usi finali è trainata dal settore del trasporto stradale pesante, i cui consumi nel 2020 sono aumentati del 30% rispetto a quelli del 2019, sfiorando le 90.000 tonnellate (circa 200.000 mc di GNL). In partenza anche il settore del trasporto marittimo grazie a oltre 2.000 tonnellate di GNL (5.000 mc di GNL) riforniti per servizi di bunkeraggio nelle prime operazioni effettuate nel corso dell'anno.

L'avvio su base regolare delle operazioni di bunkeraggio *ship to ship* per il rifornimento della nave da crociera Costa Smeralda da parte della Coral Methane nel porto di La Spezia, apre la strada a un potenziale sviluppo dei consumi in questo settore nei prossimi anni.

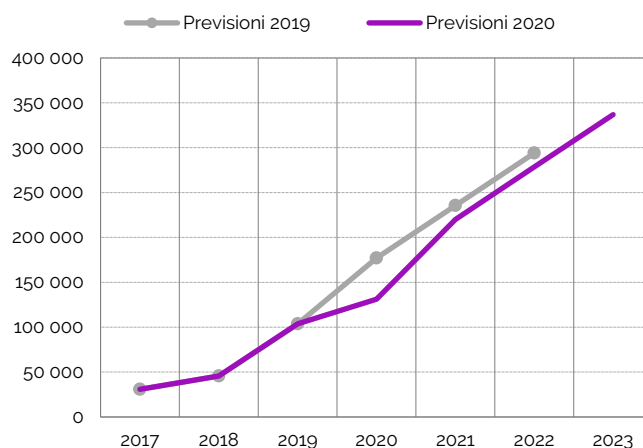
Le infrastrutture dedicate alla filiera distributiva in Italia sono basate principalmente sulla diffusione presso le utenze di serbatoi criogenici con capacità inferiore alle 50 tonnellate di GNL (116 mc), definiti depositi satelliti. Il totale complessivo dei depositi satelliti operativi in Italia alla fine del 2020 ammonta a 139, con un aumento di 32 unità rispetto al 2019 (+30%).

FIGURA 1. RICHIESTA DI GNL PER USI FINALI IN ITALIA (t)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. PREVISIONI DELLA RICHIESTA DI GNL PER USI FINALI IN ITALIA A CONFRONTO (t)

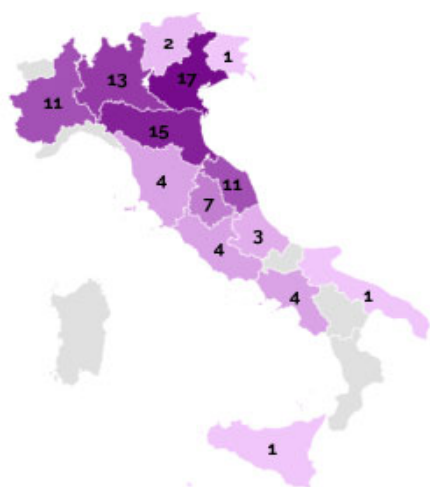


Fonte: elaborazioni REF-E

L'Italia detiene il primato tra i paesi europei per il maggior numero di stazioni di rifornimento per i veicoli alimentati a GNL. I distributori di GNL presenti in Italia a fine 2020 ammontano a 94 (+35% rispetto al 2019, in cui se ne contavano 68) riforniti tramite autocisterne o isocontainer. Questo primato è legato allo sviluppo di un tessuto imprenditoriale

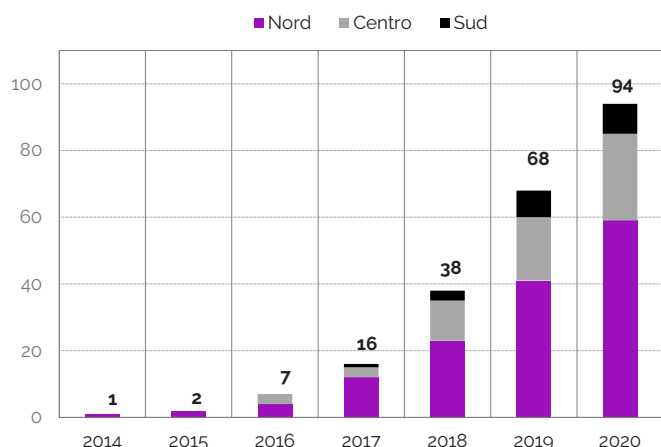
costituito soprattutto da operatori indipendenti che operano nel settore della distribuzione di carburanti. Permane, tuttavia, uno squilibrio territoriale all'interno del settore dei distributori di GNL in Italia, con oltre il 60% dei distributori localizzati nelle regioni del Nord (in particolare Lombardia, Veneto e Piemonte), mentre quasi il 30% è localizzato nel centro Italia e solo il restante 10% nel sud. A questo proposito, si segnala l'entrata in esercizio del primo distributore di GNL come impianto aziendale in Sicilia, in provincia di Catania.

FIGURA 3. MAPPA DEI DISTRIBUTORI DI GNL IN ITALIA



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. CRESCITA CUMULATA DEI
DISTRIBUTORI DI GNL IN ITALIA (Numero)



Fonte: elaborazioni REF-E

A oggi si contano anche 30 depositi satellite di GNL a servizio di utenze industriali (+25% rispetto ai 24 del 2019), mentre è raddoppiato il numero di depositi satellite a servizio di reti di distribuzione isolate, che ad oggi sono 4, con la prima rete a GNL nel Bacino 33 nell'area di Cagliari e l'iniziativa

di Liquigas nel comune di Comano (in Trentino Alto-Adige). Resta invece stabile a 11 il numero dei distributori di solo Gas Naturale Compresso (GNC) alimentate a GNL.

Nonostante i volumi siano ancora marginali, nel 2020 sono state avviate anche le prime erogazioni di bio-GNL da scarti agricoli da parte di due impianti, Cooperativa Speranza e Lucra 96, localizzati, rispettivamente, in Piemonte e Lombardia. Un segnale importante, che consente di inserire tra le potenziali fonti di approvvigionamento in Italia anche quella del bio-GNL, con altri 17 impianti attualmente in costruzione o in progetto. In questo contesto, si aggiungono anche le iniziative di Snam nella liquefazione *small scale* per la realizzazione di due impianti per la produzione di GNL e bio-GNL in Veneto e Campania (quest'ultimo finanziato tramite fondi europei) e con operatività attesa nel 2022.

INFRASTRUTTURE ITALIANE: IL 2021 SARÀ L'ANNO DELLA SVOLTA

Nonostante il *gap* infrastrutturale per l'approvvigionamento di GNL che caratterizza l'Italia, il 2021 vedrà uno sviluppo importante dei progetti presso i terminali di rigassificazione e dei depositi costieri.

A ottobre 2020 è avvenuto il rilascio dell'autorizzazione per il servizio di caricamento del GNL su navi *small scale* (con capacità inferiore ai 30,000 mc) per il terminale galleggiante di OLT Offshore LNG in Toscana, al largo della costa di Livorno, la cui operatività è prevista entro la fine del 2021. L'entrata in esercizio del servizio di carico del GNL su camion presso il terminale di Panigaglia è invece prevista tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022. Tra i depositi in costruzione, entro il primo semestre del 2021 è prevista l'entrata in attività del deposito di Higas da 10,000 mc a Oristano mentre a partire dal secondo semestre è prevista l'apertura del deposito da 20,000 mc di Ravenna. Rilasciata l'autorizzazione a dicembre 2020 anche il deposito costiero di Porto Marghera di Venice LNG, con una capacità di stoccaggio pari a 32,000 mc.

In Sardegna sono state annunciate due iniziative per la possibile realizzazione da parte di Snam di due piccole *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) a Portoveseme e Porto Torres, in

corrispondenza dei principali bacini di consumo per la generazione termoelettrica e le attività industriali sarde, che sarebbero servite da navi *small scale* alimentate da rigassificatori italiani. È invece in corso di predisposizione la documentazione per i procedimenti autorizzativi relativi al deposito di Olbia da 40,000 mc.

Uno dei temi più critici in Italia, tuttavia, rimane lo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto marittimo, settore in evidente ritardo rispetto a Francia e Spagna e che soffre la mancanza di politiche mirate volte a potenziarne le iniziative.

AUMENTA LA COMPETITIVITÀ NEL MEDITERRANEO

Tutti i terminali nell'area del Mediterraneo si stanno attrezzando per fornire servizi *small scale*, al fine di promuovere un maggiore utilizzo delle *facilities* in un'ottica di un contesto competitivo in continua evoluzione.

Tali servizi riguardano il caricamento di GNL su navi con capacità inferiore ai 30,000 mc (*small scale ship reloading*) o il caricamento del GNL su camion (*truck loading*), i quali possiedono una capacità media di 45 mc di GNL.

In Croazia, l'avvio delle attività a gennaio 2021 presso il terminale galleggiante di Krk apre le porte allo sviluppo dei servizi su piccola scala con la possibilità di effettuare il *reloading* del GNL su navi con dimensione minima di 3,500 mc.

In Egitto, la riattivazione (che dovrebbe essere completata entro marzo 2021) dell'impianto di liquefazione di Damietta dopo nove anni di inattività rappresenta una nuova fonte di approvvigionamento diretto di GNL per l'Italia e potrebbe contribuire nella diversificazione dell'offerta anche per l'Europa. In studio il ricarico di navi *small scale* anche presso il terminale turco di Marmara Ereğlisi e presso quello greco di Revithoussa.

TABELLA 1. SERVIZI E PROGETTI PRESSO I TERMINALI DEL MEDITERRANEO

Terminali: località e operatore		Carico navi cisterna:			Carico autocisterne :	
		Piccola scala per distribuzione GNL (< 30.000 mc)	Dimensione minima nave (mc GNL)	Capacità (mc/h GNL)	Per distribuzione GNL	Capacità (n. di slot giornalieri-baie di carico)
Croazia	FSRU Krk (LNG Croazia)	Possibile	3 500	1 500		
Francia	Fos Tonkin (Elengy)	Operativo	7 500	1 000	Operativo	34 - 2
	Fos Cavaou (Fosmax LNG)	Operativo (da sett 2019)	5 000	4 000	Operativo (da Q3 2019)	40 - 2
Grecia	Revithoussa(DESFA)	In studio (operatività attesa entro il 2022)	1 000	n.d.	In costruzione (operatività attesa entro il 2021)	Da 6 a 15 - 1
Italia	Panigaglia (GNL Italia)	In studio	-	-	In corso di progettazione (operatività attesa dal 2022)	36 - 4
	FSRU Toscana (Olt Off-Shore LNG)	Autorizzato (operatività attesa entro il 2021)	3 000 - 15 000	900		
	Rovigo (Terminale Adriatico LNG)	In studio	-	-	n.d.	n.d.
Spagna	Barcellona(Enagas)	Operativo (dal 2018)	2 000	525-4.000	Operativo	52 - 3
	Cartagena(Enagas)	Operativo (dal 2017)	4 000	400-4000	Operativo	52 - 3
	Sagunto (Saggas)	Operativo (da gen 2020)	n.d.	n.d.	Operativo	35 - 2
Turchia	Aliaga Izmir LNG Terminal (EgeGaz)	n.d.	n.d.	n.d.	Operativo	95
	Marmara Ereğlisi LNG terminal (BOTAS)	In studio	n.d.	n.d.	Operativo	75 - 3
Israele	Hadera Gateway LNG Terminal FSRU (Israel Natural Gas Lines)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazioni REF-E

Francia e Spagna rappresentano i principali *competitor* per l'Italia. A partire dal 2019 i volumi movimentati tramite i servizi di *small scale ship reloading* e *truck loading* sono aumentati, anche grazie a un'importante riduzione delle tariffe applicate per l'accesso a questi servizi. In Spagna, le tariffe hanno visto una riduzione di oltre l'80%, con l'eliminazione della componente fissa. La reazione della Francia è stata la liberalizzazione delle tariffe per il servizio di *small scale ship reloading* a partire dal mese di aprile 2021.

Tra le altre iniziative spagnole, una novità del 2020 riguarda la duplice manovra nella baia di Algeciras presso il porto di Los Barrios, importante *hub* del bunkeraggio marittimo, dove Endesa (una controllata di Enel) realizzerà un deposito costiero mentre Enagàs, nell'ambito dei progetti finanziati dai bandi *Connecting Europe Facility* (CEF), prevede di mettere in servizio una metaniera *small scale* che si approvvigionerà dai terminali spagnoli più vicini che offrono il servizio di *small scale ship reloading*.



04

Imprese e istituzioni

La Commissione pubblica i modelli di orientamento sugli aiuti di Stato per i PNRR: focus sui modelli *Power up*

Le nuove linee guida per gli interventi Power up chiariscono le fattispecie di notifica alla Commissione per gli schemi incentivanti alle rinnovabili e per gli investimenti pubblici nelle infrastrutture energetiche. Gli Stati membri sono esentati dalla notifica per i contributi alla produzione rinnovabile inferiori a 15 milioni di euro per singolo impianto, per gli aiuti a sostegno dell'auto-consumo, per gli interventi a favore della produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi e per gli investimenti nelle infrastrutture per il trasporto di idrogeno non separate da quelle del gas o che rientrano nella definizione di Servizio di Interesse Economico Generale: sono prime, importanti indicazioni per la governance dei fondi, in attesa delle regole applicative nel nostro paese.

La disciplina europea per gli aiuti di Stato ha l'obiettivo di limitare le distorsioni alla concorrenza nel mercato unico dovute a un intervento ingiusto o eccessivo di uno Stato membro volto a favorire specifiche imprese o settori. La scorsa primavera, per garantire una maggiore flessibilità agli Stati membri negli interventi a supporto delle imprese colpite dagli effetti della pandemia, la Commissione Europea aveva definito un quadro temporaneo per la disciplina degli aiuti di Stato ([Newsletter 242](#)). La validità del quadro temporaneo, originariamente prevista fino al 31 dicembre 2020, è stata recentemente estesa fino alla fine del 2021.

Parallelamente, la Commissione è intervenuta per fornire agli Stati membri delle linee guida per allineare il disegno dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) con la disciplina degli aiuti di Stato. I PNRR presuppongono infatti un ampio utilizzo della spesa pubblica per investimenti volti a mitigare l'impatto economico e sociale della pandemia, a incrementare la sostenibilità e la resilienza delle economie degli Stati membri e a preparare i Paesi europei alle sfide e alle opportunità della transizione verde e digitale.

Nella definizione e nell'implementazione dei PNRR, gli Stati membri dovranno, quindi, confrontarsi con le regole europee per gli aiuti di Stato.

Le linee guida pubblicate dalla Commissione vogliono facilitare gli Stati membri in questo confronto, chiarendo i limiti imposti dalla disciplina degli aiuti di Stato sugli interventi pubblici nei settori cruciali per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Un'analisi dettagliata dei modelli di orientamento per gli aiuti di Stato per le infrastrutture energetiche e dell'idrogeno e per la generazione di energia da fonti rinnovabili viene proposta in seguito. Dalle linee guida della Commissione emerge un largo spazio di intervento per gli Stati membri a sostegno delle fonti rinnovabili senza la necessità di notifica alla Commissione. Più limitati gli interventi a favore dell'idrogeno, in quanto coperti solo in parte dai regolamenti di esenzione e dalle linee guida preesistenti. Questi interventi potranno però comunque essere sottoposti alla revisione della Commissione.

I MODELLI DI ORIENTAMENTO PER I PNRR

La Commissione ha pubblicato tredici linee guida o modelli di orientamento per gli investimenti pubblici, raggruppati sotto sette aree o "iniziative faro" (**Tabella 1**), che richiamano gli obiettivi della [Strategia Annuale per la Crescita Sostenibile 2021](#).

Sette dei tredici modelli di orientamento per gli aiuti di Stato definiti dalla Commissione sono racchiusi nelle categorie di progetto o "iniziative faro" *Power up*, *Renovate*, e *Recharge and Refuel*, e riguardano interventi per le infrastrutture energetiche, per la generazione rinnovabile, per l'incremento dell'efficienza energetica e a sostegno della transizione del settore dei trasporti.

I modelli di orientamento presentano la stessa struttura e definiscono le seguenti categorie:

- le misure che potrebbero non cadere sotto la disciplina degli aiuti di Stato perché non soddisfano congiuntamente i requisiti dell'articolo

TABELLA 1. MODELLI DI ORIENTAMENTO PER GLI AIUTI PUBBLICI NEI PNRR

Iniziativa faro	Modelli di orientamento
POWER UP	1. Infrastrutture energetiche e dell'idrogeno
	2. Energia da fonti rinnovabili, compresa la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili
RENOVATE	3. Infrastrutture per generare e distribuire reti di teleriscaldamento/teleraffreddamento
	4. Efficienza energetica degli edifici
RECHARGE & REFUEL	5. Punti di ricarica per auto elettriche e auto a idrogeno per i veicoli stradali
	6. Acquisto di veicoli a basse e a zero emissioni
	7. Altri modi di trasporto a basse emissioni
CONNECT	8. Dispiegamento e adozione di reti fisse e mobili ad altissima capacità, compresi 5G e reti in fibra ottica
MODERNISE	9. Digitalizzazione della pubblica amministrazione, compreso il settore sanitario
SCALE UP	10. Tecnologie innovative relative ai processori e ai semiconduttori
	11. Digitalizzazione dei mezzi di informazione
	12. Funzionalità cloud
RESKILL & UPSKILL	13. Modernizzare e aggiornare l'istruzione e la formazione, tra cui le competenze digitali e la pertinente connettività

Fonte: Commission Europea

107 (1) del TFEU. Ciò accade quando un aiuto¹:

- i. costituisce un supporto per un'attività non economica (*no economic activity*)
- ii. non prevede l'utilizzo di risorse pubbliche (*no state resources*)
- iii. non viene applicato in modo selettivo (*no selectivity*)
- iv. non genera un vantaggio per alcune imprese o settori (*no advantage*)
- v. non ha un effetto distorsivo sulla competizione nel mercato interno (*no distortion of competition*).
- le misure che soddisfano la definizione di Aiuto di Stato (articolo 107 (1) del TFEU) ma che non sono soggette a notifica alla Commissione Europea perché soddisfano i requisiti per l'esenzione.
- le misure che soddisfano la definizione di Aiuto di Stato (articolo 107 (1) del TFEU) e che sono soggette a notifica alla Commissione Europea.

Nei prossimi paragrafi cominciamo a presentare nel dettaglio le prime due linee guida pubblicate sotto alla categoria di iniziativa *power up*: le [linee guida per gli aiuti a sostegno delle infrastrutture energetiche e dell'idrogeno](#) e le [linee guida per gli interventi pubblici volti al supporto della generazione di energia da fonti rinnovabili](#).

I MODELLI POWER UP

L'iniziativa "faro" *power up* contribuisce al successo della ripresa europea accelerando la diffusione e l'integrazione di tecnologie pulite e adeguate agli sviluppi futuri. Il contributo delle fonti di energia

rinnovabili è chiave per gli obiettivi di questa iniziativa, che punta a sostenere almeno il 40% dei 500 GW aggiuntivi di capacità di generazione rinnovabile entro il 2030. Anche gli interventi a favore dell'idrogeno rientrano nel quadro dell'iniziativa, con l'obiettivo dell'installazione di 6 GW di capacità di elettrolizzatori entro il 2025, accompagnato dalla produzione e dal trasporto di circa 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. Gli investimenti pubblici inclusi nei PNRR potranno contribuire a questi obiettivi ed è per questo che la Commissione ha dedicato delle linee guida per gli aiuti di Stato per gli interventi infrastrutturali e per il sostegno della produzione rinnovabile nei settori energetici.

INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E DELL'IDROGENO

Gli interventi pubblici che ricadono sotto il modello di orientamento per le Infrastrutture Energetiche e dell'Idrogeno includono investimenti volti a sostenere la transizione e l'integrazione del sistema energetico, in particolare attraverso la copertura dei costi per la costruzione o la riconversione delle infrastrutture necessarie per il trasporto, la distribuzione, lo stoccaggio e il dispacciamento dell'elettricità da fonti rinnovabili e dell'idrogeno.

Gli investimenti infrastrutturali coperti da questo modello possono essere suddivisi in:

- interventi sulla rete elettrica: *smart metering*, reti *off-shore*, interconnessioni e sistemi di stoccaggio
- interventi sulla rete gas: miglioramenti o

¹ Affinché un aiuto non rientri nella definizione di aiuto di stato dell'articolo 107 (1) TFEU è sufficiente che una delle condizioni elencate sia soddisfatta.

adeguamenti della rete per consentire l'accesso alla rete ai gas a basse emissioni

- interventi per la rete idrogeno: creazione di un nuovo sistema di reti o conversione di strutture esistenti per permettere la connessione di produttori e consumatori di idrogeno.

Gli investimenti pubblici per le infrastrutture di rete nel mercato elettrico e nel mercato del gas possono generalmente essere esclusi dal controllo della disciplina degli aiuti di Stato in quanto godono del regime di monopolio legale (stabilito in accordo con le regole europee) o naturale. La nota sulla [nozione di Aiuto di Stato](#) chiarisce che tutti gli investimenti strutturali fatti in un regime di monopolio legale o naturale, che soddisfano dei requisiti minimi², non comportano una distorsione della competizione nel mercato unico e non sono quindi soggetti alla disciplina degli aiuti di Stato. Tale esclusione può anche essere estesa alle infrastrutture di stoccaggio elettrico, qualora gli interventi ricadano sotto la competenza del gestore della rete di trasporto (TSO) o di distribuzione (DSO).

Anche gli investimenti pubblici nelle reti per l'idrogeno potrebbero essere direttamente esclusi dalla disciplina degli aiuti di Stato nel caso in cui il soggetto responsabile dell'investimento goda del regime di monopolio legale o naturale. La Commissione sottolinea però che, per beneficiare del regime di monopolio legale o naturale, vista la mancanza di un regolamento di mercato europeo per l'idrogeno, gli Stati membri dovrebbero definire un quadro regolatorio che eviti la possibilità di sussidi incrociati qualora il soggetto beneficiario dell'aiuto pubblico sia attivo in altre attività oltre a quella relativa all'aiuto.

Un aiuto pubblico nell'ambito delle infrastrutture per l'idrogeno potrebbe comunque non rientrare nella definizione di Aiuto di Stato qualora il suo effetto sulla competizione sia limitato a una determinata zona di mercato, qualora rispettasse la clausola di de minimis³ o se lo Stato membro dimostrasse

che l'intervento non genererebbe alcun vantaggio o svantaggio per i proprietari e gli sviluppatori di rete, per gli operatori e per i consumatori finali (tra cui le imprese, che sono soggette alle regole degli aiuti di Stato).

Un aiuto pubblico a sostegno delle infrastrutture per l'idrogeno potrebbe comunque essere concesso senza essere notificato alla Commissione se, pur soddisfacendo tutti o requisiti dell'articolo 107 (1) del TFEU:

- ricade sotto al Regolamento Generale di Esenzione per Categoria (*General Block Exemption Regulation*, GBER): in questo caso, le infrastrutture di trasporto per l'idrogeno rientrano tra quelle considerate nel GBER solo se non sono separate da quelle per il trasporto di gas naturale (ovvero, se la rete, nuova o riconvertita, non è dedicata al solo trasporto dell'idrogeno)⁴; in ogni caso, per beneficiare dell'applicazione del GBER, il supporto pubblico a un singolo soggetto economico per l'investimento in un'infrastruttura energetica non può eccedere i 50 milioni di euro
- supporta il finanziamento di un'infrastruttura che costituisce un Servizio di Interesse Economico Generale (*Service of General Economic Interest*, SGEI): in questo caso, il sussidio pubblico non deve superare i 15 milioni di euro annui (calcolati come media sull'orizzonte temporale dell'intervento).

Qualora l'investimento in un'infrastruttura energetica non rientri neanche in queste ultime fattispecie, l'aiuto deve essere notificato alla Commissione Europea. La Commissione ha garantito la priorità nella valutazione di tutte le misure approvate all'interno dei PNRR; il processo di revisione dovrebbe concludersi entro sei settimane dalla data di notifica. La Commissione deciderà in merito all'approvazione dell'aiuto sulla base del bilanciamento degli effetti positivi dell'aiuto (sviluppo e supporto all'attività economica) e gli effetti negativi sulla competizione e sugli scambi nel mercato unico.

² Per i monopoli legali, l'istituzione del monopolio deve escludere sia la competizione sul mercato che per il mercato, il servizio soggetto a monopolio non deve essere in competizione con altri servizi, e le sovvenzioni incrociate a altre attività in concorrenza devono essere escluse. Nel caso di monopolio naturale, invece, l'infrastruttura non deve essere soggetta a concorrenza diretta e non deve favorire selettivamente alcun operatore o settore.

³ In particolare, l'aiuto non deve superare i 200.000 euro per la copertura di ogni periodo di tre anni fiscali.

⁴ Le reti per l'idrogeno locali, che richiedono un costo massimo totale di 20 milioni di euro, potrebbero essere coperte dal GBER come investimenti per infrastrutture locali.

Le [linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia](#) vengono seguite nel processo di valutazione degli aiuti di Stato per le infrastrutture energetiche e possono essere applicate per analogia alle infrastrutture per l'idrogeno qualora sia possibile provare che le infrastrutture permettano l'accesso ai terzi. In questo caso la Commissione valuterà il fallimento di mercato che richiede il sostegno pubblico, l'adeguatezza della misura di supporto, l'incentivo creato e l'effettiva necessità dell'ampiezza del supporto, per decidere in merito all'approvazione dell'aiuto.

Infine, se gli interventi pubblici a sostegno delle infrastrutture dell'idrogeno coinvolgono più Stati membri, gli interventi potrebbero essere supportati dalla [Comunicazione di Progetti Importanti di Comune Interesse Europeo](#) (IPCEI). Le regole IPCEI sono maggiormente flessibili rispetto alle regole generali per gli aiuti di Stato, e, visto l'alto requisito di capacità innovativa richiesta ai progetti, permettono l'approvazione di aiuti più ampi. Tuttavia, per accedere al supporto di questa disciplina, gli Stati membri devono dimostrare un livello minimo di esternalità positive a livello sociale o economico per l'Unione Europea.

ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI COMPRESA LA PRODUZIONE A IDROGENO DA FONTI RINNOVABILI

Queste linee guida coprono i sostegni agli investimenti e gli aiuti operativi (come, ad esempio, le tariffe *feed-in* o i *feed-in premium*) per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili al fine di incrementare il peso delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico nazionale ed europeo, fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo di neutralità climatica al 2050.

Gli aiuti volti al supporto della generazione di energia da fonte rinnovabile possono non rientrare nella definizione di aiuti di Stato nel caso in cui:

- il beneficiario dei fondi non svolge un'attività economica, e consuma almeno l'80% dell'energia prodotta da RES (*no economic activity*)
- lo Stato può provare di aver agito sotto gli stessi termini e le stesse condizioni di un investitore privato (*no advantage*)

- l'intervento pubblico ha un effetto puramente locale, senza influire sugli scambi e sulla competizione tra Stati membri (*no distortion of competition*); visto l'alto livello di liberalizzazione del mercato Europeo, la Commissione tende però a escludere che delle misure di supporto pubblico significative possano non avere effetto sugli altri Stati membri
- l'intervento soddisfa i requisiti della clausola di *de minimis* (*no distortion of competition*).

Al di fuori di queste eccezioni, gli aiuti a sostegno della generazione di energia da fonti rinnovabili ricadono sotto la definizione di aiuti di Stato. Tuttavia, gli interventi pubblici non dovranno essere sottoposti a notifica della Commissione se:

- sono basati su regime già approvato in precedenza dalla Commissione (il nuovo aiuto può prevedere un incremento massimo del 20% dello stanziamento originariamente previsto dallo schema approvato dalla Commissione, senza la necessità di una nuova notifica)
- consistono in investimenti a sostegno dell'installazione o del potenziamento di un nuovo impianto di generazione rinnovabile, con l'eventuale supporto di una struttura di stoccaggio, qualora il progetto non superi i 15 milioni di euro per soggetto beneficiario (questa fattispecie può coprire anche il sostegno negli investimenti per l'installazione di nuovi elettrolizzatori per la produzione rinnovabile di idrogeno, se è possibile dimostrare che la produzione di idrogeno avviene unicamente da fonti rinnovabili)
- consistono in aiuti operativi a supporto della generazione elettrica da fonti RES: anche in questo caso l'aiuto non deve superare i 15 milioni di euro per soggetto beneficiario, ma, se l'aiuto è concesso attraverso un'asta competitiva, il limite massimo di sovvenzione per lo schema di aiuti, per evitare la notifica alla Commissione, è di 150 milioni di euro all'anno (questa fattispecie è limitata agli incentivi per la produzione di energia elettrica, quindi nel caso di generazione rinnovabile di idrogeno, solo i costi e le attività di produzione elettrica da rinnovabili possono essere considerati)
- consistono in aiuti operativi per installazioni con

potenza installata inferiore ai 500 kW, o ai 3 MW nel caso di impianti eolici (questa fattispecie non sembra essere rilevante per la produzione rinnovabile dell'idrogeno, visto che la capacità installata dovrebbe in genere superare la soglia dei 500 kW).

Gli aiuti che non rientrano nelle fattispecie finora discusse dovranno essere notificate alla Commissione. In questo caso, la Commissione sottolinea che tutti gli aiuti a supporto della produzione idrogeno attraverso elettrolisi, fatta esclusivamente per mezzo della generazione elettrica da rinnovabili, rientrano negli aiuti per la produzione di energia da fonti rinnovabili coperti dalle linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia. Secondo queste linee guida, gli aiuti sotto forma di investimento che superano i 15 milioni per beneficiario e non sono assegnati attraverso un'asta competitiva rimangono soggetti all'obbligo di notifica. Lo stesso vale per gli aiuti operativi alla produzione rinnovabile di energia elettrica e/o alla produzione combinata di calore da rinnovabili emessi a favore di siti con una capacità di generazione rinnovabile superiore ai 250 MW e, come nel caso precedente, non assegnati tramite asta competitiva.

Gli aiuti notificati alla Commissione verranno valutati sulla base della loro necessità, adeguatezza, proporzione ed efficacia per bilanciare un fallimento di mercato, e in base ai possibili effetti distorsivi sulla concorrenza, seguendo i principi riportati nelle linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia.

In questo contesto, la Commissione specifica che considererà gli aiuti sotto forma di investimenti compatibili con il mercato interno se i costi ammissibili sono calcolati correttamente e se le intensità massime degli aiuti rispettano quelle previste dalla disciplina. I costi ammissibili possono essere determinati sulla base dei costi totali dell'investimento, se l'investimento per la generazione della produzione di energia rinnovabili è separato rispetto da quello relativo alla rimanente infrastruttura/attività, oppure, in caso contrario,

attraverso il confronto dell'investimento risultante dell'aiuto con lo scenario che sarebbe emerso in sua assenza (*counterfactual*).

Per la generazione rinnovabile di idrogeno lo scenario di riferimento per il calcolo dei costi ammissibili dovrebbe consistere con quello di un impianto di produzione di idrogeno a metano con reazione di *reforming* con vapore. L'intensità massima degli aiuti varia invece con la dimensione dei soggetti beneficiari, e arriva a coprire fino al 100% dei costi ammissibili nel caso in cui il sostegno è erogato tramite asta competitiva.

Con riferimento agli aiuti operativi a sostegno della generazione elettrica, per l'approvazione, i nuovi schemi devono costituire un premio rispetto al prezzo di mercato e non devono incentivare la produzione in caso di prezzi negativi. In generale, per questi aiuti, la Commissione predilige l'assegnazione tramite meccanismo d'asta competitiva. Gli aiuti che prevedono questo meccanismo con partecipazione aperta e non discriminatoria sono infatti assunti come proporzionati e non distorsivi per la concorrenza.

Infine, gli aiuti operativi a sostegno della generazione rinnovabile non elettrica, inclusa la produzione di idrogeno, sono ritenuti compatibili con il mercato interno se:

- l'aiuto per unità di energia non supera la differenza tra il costo livellato per la produzione di energia (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) per la tecnologia considerata e il prezzo di mercato
- per il calcolo dell'aiuto vengono dedotti dal LCOE eventuali aiuti sotto forma di investimento
- i costi di produzione sono aggiornati con frequenza minima annua
- gli aiuti sono limitati al periodo che precede il completamento dell'ammortamento dell'impianto secondo le regole contabili rilevanti.

Anche nel caso degli aiuti a supporto della generazione rinnovabile di energia, i progetti che coinvolgono più Stati membri possono essere supportati dalle regole *IPCEI* qualora ne soddisfino i requisiti.

L'impatto macroeconomico dei PNRR: troppa prudenza?

Gli analisti istituzionali prevedono un impulso fiscale inferiore rispetto ai fondi erogati, ma i modelli tradizionali sottostimano l'impatto del cambiamento tecnologico: sapremo disegnare politiche in grado di attivare davvero il cambiamento?

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) verrà rivisto dal nuovo Governo. La struttura dell'allocazione delle risorse lungo i tre assi strategici, già definiti nell'ultima versione, è però in larga parte condizionata dalle richieste europee e subirà quindi prevedibilmente solo modesti cambiamenti. In particolare, verrà sicuramente confermata la destinazione per almeno il 70% a investimenti pubblici per la transizione energetica e allo sviluppo infrastrutturale. L'impatto macroeconomico di questi investimenti tentativamente entra nelle stime di tutti i previsori per il 2021 e il 2022: le versioni precedenti del PNRR avevano fatto alcune stime, a queste si sono aggiunte tra le più recenti le indicazioni dell'Ufficio parlamentare del bilancio (Upb), della Cassa depositi e prestiti (Cdp) e dalla Banca d'Italia (BI). L'impatto viene per lo più misurato in termini di previsioni di crescita del PIL e/o di aumento del PIL rispetto a dei valori di crescita in assenza delle misure. Le cifre fornite per il primo triennio sono più motivate, e risultano molto caute dato il contesto incerto: tutte sottolineano che l'impatto potrebbe essere migliore grazie alle conseguenze positive dalle riforme di contesto, di cui non si riesce a valutare la portata (giustizia, mercato del lavoro, sistema tributario, pubblica amministrazione, etc.). Le tempistiche di spesa, l'articolazione tra contributi e prestiti finanziati dal *Next Generation EU* (per la quota di tali prestiti che finanziano interventi già previsti nei tendenziali di finanza pubblica) sono quelle proposte dallo stesso PNRR, dove nel primo triennio si ipotizza la spesa pari al 50% dell'intero NGEU, e oltre l'80% della parte erogata sotto forma di contributi ([Newsletter 248-249](#)).

Tutti gli scenari proposti hanno dunque, nel triennio 2021-2023, un impulso fiscale rispetto ai tendenziali di finanza pubblica dato dalla maggior spesa di

71.5 miliardi di euro, che si aggiungerebbero ai 23 già stanziati dal Nadef per lo stesso periodo, con destinazione per l'80% a investimenti pubblici e incentivi agli investimenti privati. La maggior crescita del PIL è stimata da BI in 2.5 punti, 2.6 punti per Cdp, non è esplicitata nell'esercizio di Upb che ferma la sua valutazione al 2022, con un quadro leggermente più positivo rispetto alla BI soprattutto sul rimbalzo del 2021. L'impulso fiscale - che vale il 4% del PIL prodotto nel 2020, in larga parte con risorse non a debito spese direttamente dal settore pubblico per beni, servizi e salari per nuova occupazione nei settori d'investimento - non riuscirebbe ad aggiungere lo stesso valore al PIL prodotto nello stesso periodo.

Siamo lontani dalle ipotesi keynesiane che assegnano un moltiplicatore positivo alla spesa aggiuntiva rispetto a quella tendenziale. Differenze si notano poi tra le stime proposte: secondo il PNRR l'impulso dato dal piano sarebbe nel triennio inferiore per oltre un punto a quello stimato da Cdp. Una giustificazione per questa dispersione di risorse è accennata nel commento di Cdp che ne attribuisce la causa principale alla perdita di produttività totale dei fattori sperimentata dall'Italia negli ultimi 20 anni: un moltiplicatore superiore a 1 si sostiene si può attribuire alla sola parte degli investimenti in attività di ricerca e sviluppo, l'unica spesa in grado, nella struttura del modello utilizzato, di incidere sulla produttività totale dei fattori. Questi investimenti rappresentano poco più del 10% dell'intero ammontare dei nuovi interventi di spesa con i fondi del NGEU.

Una spiegazione sostanziale del modesto impatto stimato sulla crescita dell'ingente ammontare di risorse di cui l'Italia potrà disporre sta però forse nella scelta dei modelli utilizzati per valutarlo. Sia il

PNRR (modello Quest) che l'esercizio Cdp (*Global Economic Model* di Oxford Economica), che la BI, adottano il *framework* concettuale dei modelli macroeconomici di equilibrio generale, dove l'impatto delle politiche pubbliche è valutato con un approccio costi benefici, in cui il sistema si adatta gradualmente agli shock ricevuti (la maggior spesa pubblica è considerata come uno shock esogeno) tramite l'aggiustamento dei prezzi relativi fino a ripristinare l'equilibrio pre-shock. Approccio che mal si presta all'analisi delle trasformazioni epocali richieste dalla transizione ecologica e digitale e che di fatto trascura l'impatto delle differenze tra innovazioni radicali e incrementali, le potenzialità dell'interazione tra ricerca pubblica e privata, la diversa rischiosità dei progetti di ricerca e sviluppo in nuove tecnologie, etc. Inevitabile la sottostima delle potenzialità degli interventi, non dando valore al cambiamento di rotta voluto dal *NGEU*.

Con gli scenari proposti il rapporto Debito pubblico/ PIL dell'Italia fatica a scendere nonostante la gran parte dello shock fiscale non incida sul debito pubblico

Una critica feroce all'uso di questi modelli e sulla loro incapacità, pur nella complessità econometrica delle relazioni sottostanti, di cogliere gli aspetti della complessità della realtà è stata espressa di recente dal Financial Times nel *Director of Editorial Board and Chief of Political Commentator* con un articolo intitolato "*Why economist kept getting policies wrong*", dopo aver commentato la deriva presa dai modelli economici utilizzati dalle istituzioni che fanno la politica economica e la loro incapacità

di prevedere l'impatto degli eventi, conclude: "*detached from reality, economic policy swept away the postwar balance between the interests of society and markets. Arid econometrics replaced a measured understanding of political economy. It scarcely mattered that the gains of globalisation were scooped up by the super-rich, that markets became casinos and that fiscal fundamentalism was widening social divisions. Nothing counted above the equations*".

Una migliore rappresentazione del processo di cambiamento tecnologico e delle politiche per l'innovazione dovrebbe portare a un giudizio più positivo delle opportunità che si aprono. Purché le si sappia cogliere e non si sprechino le risorse che abbiamo a disposizione. Lo scenario proposto da REF-E per il prossimo biennio ([*Macroeconomic and Energy Demand Outlook - Feb2021*](#)) sconta la possibilità di un maggiore effetto di stimolo delle risorse disponibili. Ma ancora è molto prudente sul potenziale impatto nel breve periodo sull'effetto leva che una politica ben disegnata avrebbe sul flusso d'investimenti privati. Se non riusciremo a mantenere il tasso di crescita, dopo il rimbalzo del prossimo quinquennio, nel lungo termine verso il 2-2.5 % difficilmente riusciremo a raggiungere gli altri obiettivi di riduzione della disoccupazione e delle disuguaglianze e ridurre l'incidenza del debito pubblico.



05

Gare

gas

Monitoraggio gare gas

CERTIFICATI BIANCHI

- Nelle sessioni di febbraio, si è registrato un picco del prezzo dei TEE scambiati sia sulla piattaforma di mercato gestita dal GME (277 €/TEE) che attraverso contratti bilaterali (265 €/TEE). La quantità di TEE scambiati risulta, tuttavia, in

contrazione rispetto a quella delle sessioni precedenti.

- Il picco dei prezzi può essere spiegato dal clima d'incertezza circa la durata del prossimo anno d'obbligo e il meccanismo di regole per il prossimo periodo di incentivazione.

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

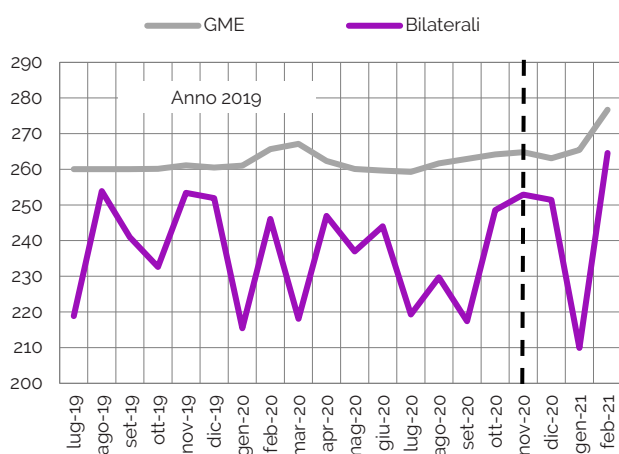
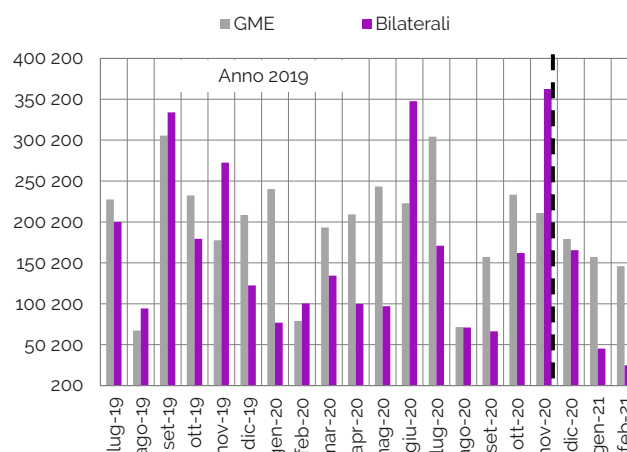


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (n. di TEE)



Fonte: REF-E su dati GME

BANDI DI GARA

- Il 3 febbraio è partito il bando per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas nell'ATEM **LA SPEZIA**. Nel frattempo, la Commissione aggiudicatrice ha sospeso le operazioni della gara **NAPOLI 1** per "sospette anomalie delle offerte".
- Il Comune di La Spezia, stazione appaltante per l'ATEM, ha pubblicato il bando (con scadenza fissata al 9 luglio 2021), che permetterà di individuare il concessionario del servizio di distribuzione del gas naturale nei comuni che fanno parte dell'Ambito Territoriale. L'ATEM comprende 30 Comuni, circa 111 mila PDR, con una densità di 78 PDR/km per un valore di RAB pari a 91 milioni di euro. Il valore VIR è di 96 milioni di euro, circa il 6% superiore al valore del RAB. Con la [delibera 628/2017/R/GAS](#), l'ARERA aveva approvato una differenza VIR-RAB superiore al 10% per 20 comuni. Tuttavia, La Spezia, il principale comune dell'ATEM, mostra un VIR inferiore al RAB del 32%. I dipendenti che dovranno essere

assunti dal nuovo concessionario sono circa 72. Attualmente, l'unico *incumbent* presente nell'ATEM **LA SPEZIA**, con una quota di mercato del 100%, è Italgas. Quest'ultimo risulta essere uno dei maggiori operatori anche degli ATEM confinanti possedendo una quota di mercato di circa l'82% e il 29% rispettivamente dell'ATEM **GENOVA 2** e **MASSA CARRARA**. L'operatore 2i Rete Gas, con una presenza rilevante nei tre ATEM limitrofi potrebbe essere l'unico concorrente.

- La Commissione di gara di **NAPOLI 1** ha pubblicato il verbale relativo ai punteggi ottenuti dai due concorrenti confermando il leggero vantaggio di 2i Rete Gas sull'*incumbent* Italgas. In particolare, 2i Rete Gas ha prevalso per meno di 2 punti, garantendo nell'ambito dell'offerta economica ulteriori investimenti rispetto a quelli previsti dal piano di sviluppo. Tuttavia, la Commissione giudicatrice ha sospeso tutte le operazioni fino alla verifica della congruità delle offerte. Italgas, infatti, vista anche l'esigua differenza di punteggio dei due partecipanti, ha chiesto alla Commissione

di verificare la correttezza dell'assegnazione dei punteggi relativamente all'offerta tecnica rispetto alla quale risulta leggermente in vantaggio.

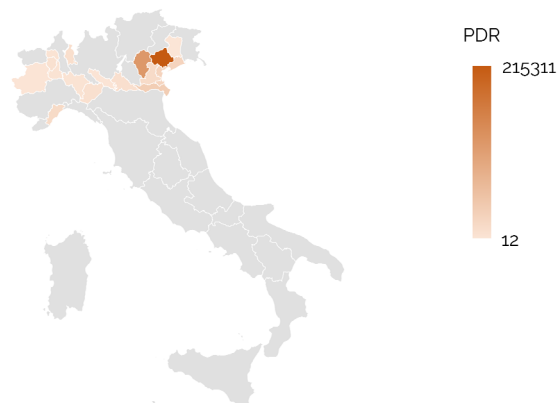
- Il 29 gennaio 2021 è scaduto il termine dell'EOI dell'ATEM **PRATO**. Tuttavia, non ci sono ancora informazioni sui partecipanti.
- Italgas, ha vinto la gara per l'ATEM **TORINO 2**. Il bando esplicitava espressamente la valutazione negativa da parte di ARERA sulla congruità del *VIR* di uno dei comuni (Givoletto) e la conseguenza che ne sarebbe derivata, vale a dire il mancato riconoscimento a fini tariffari del suddetto *VIR* anche se dovuto al gestore uscente. Sul ricorso di Italgas, il TAR ha confermato la validità sia del bando - rispetto al quale, secondo la legislazione il parere di ARERA non è vincolante - sia delle determinazioni di ARERA - che, sempre secondo la legislazione, ha autonomia tariffaria. Il TAR conferma, dunque, la situazione paradossale creata dalla normativa per cui il vincitore di una gara ATEM può doversi impegnare a riconoscere dei *VIR* ai gestori uscenti che non verranno riconosciuti in tariffa.

M&A

- Dopo la *partnership* siglata a luglio 2019 con il gruppo Hera, Ascopiave, in un comunicato stampa del 26 febbraio 2021, ha comunicato che AP Reti Gas S.p.A, una società del suo gruppo, è stata selezionata da Aemme Linea Distribuzione S.r.l. e NED Reti Distribuzione Gas S.r.l, due società pubbliche attive nella gestione del servizio di distribuzione gas nella provincia di Milano, come partner industriale per le due gare d'Ambito negli ATEM **MILANO 2** e **MILANO 3** previste per

il 2023. In base ai dettagli dell'accordo, in caso di aggiudicazione delle gare per il servizio di distribuzione gas, verrà costituita una nuova società per il 51% di proprietà delle due società pubbliche e per il 49 % di AP Reti Gas. In caso di assegnazione di entrambe le gare d'Ambito, Ascopiave stima un investimento, a titolo di capitale proprio, pari a circa 82 milioni di euro. I dettagli dell'accordo saranno definiti entro il 31 luglio, termine comunque prorogabile con il comune accordo delle parti. In base ai dati a disposizione di REF-E, attualmente Ascopiave conta all'incirca 474,285 clienti, la maggior parte dei quali situati nel nord-est. (**Figura 3**). Possibili *competitors* potrebbero essere 2i Rete Gas, Italgas e Amga Legnano S.p.A. che, rispettivamente con il 38%, il 23% e il 20 % nell'ATEM **MILANO 2** e con il 54%, l'11% e il 14% nell'ATEM **MILANO 3**, sono gli operatori che detengono le maggiori quote di mercato.

FIGURA 3. PDR ASCOPIAVE



Fonte: REF-E su dati Mise

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	Numero offerte
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	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	09/07/2021	BASSO
2	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	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/03/2021	•
2	VARESE 2	NO		11/09/2015	31/03/2021	•
3	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2021	•
4	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2021	•
5	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	•
6	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	•
7	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/09/2021	•
8	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	•
9	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	•
10	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	•
11	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	•
12	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	•
13	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	•

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	•
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	•
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	•
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	•
5	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/GAS	22/12/2020	29/01/2021	ALTO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	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
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 SOSPESA

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 26/02/2021



06

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2021	AS 2020	Var. %
Domanda	27 114	27 386	-1.0%
Produzione netta	23 952	24 237	-1.2%
- Termoelettrico	16 160	17 364	-6.9%
- Rinnovabili**	7 792	6 873	13.4%
Saldo estero	3 356	3 320	1.1%

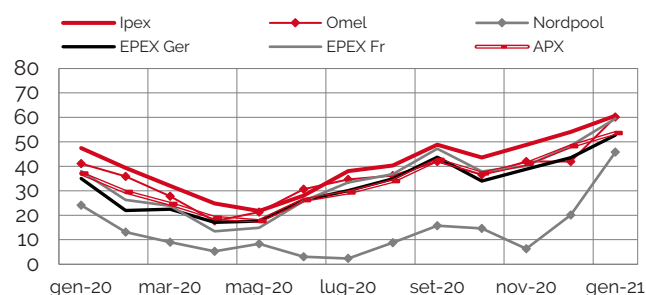
** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 31/01/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

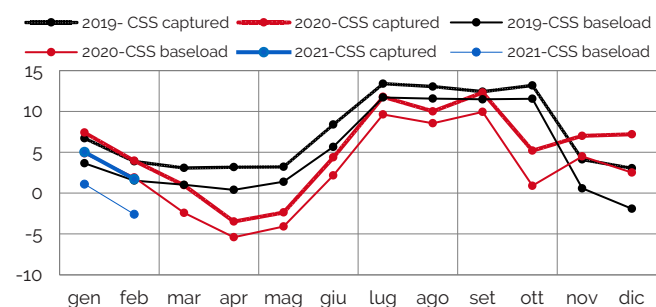


Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 14/02/2021

Fonte: Borse Europee

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 07/02/2021

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

PREZZO DELLA CO2

(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 19/02/2021

Fonte: Reuters su EEX

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

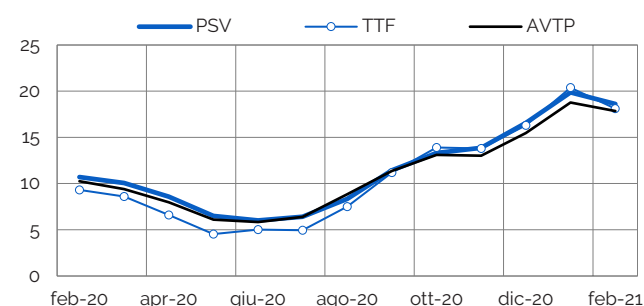
	AS 2021	AS 2020	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	1.8	1.8	-2.5%	5.3	5.2	1.6%
Termoelettrico	3.3	3.5	-6.5%	9.6	9.5	0.6%
Distribuzione	8.4	7.8	7.2%	19.1	17.4	9.8%
Altro	0.5	0.3	58.0%	1.1	1.2	-8.0%
Totale	13.9	13.5	3.5%	35.1	33.3	5.3%

Valori cumulati al 14/02/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

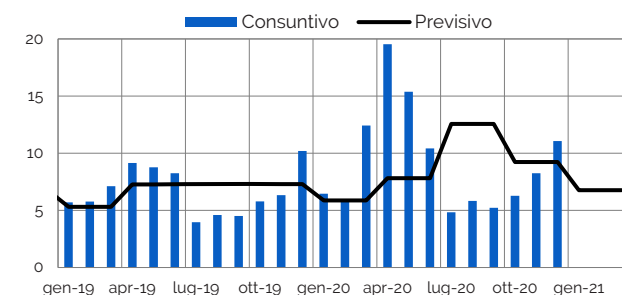


Medie mensili. Ultimo dato al 19/02/2021

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

CORRISPETTIVO UNITARIO DI UPLIFT

(€/MWh)

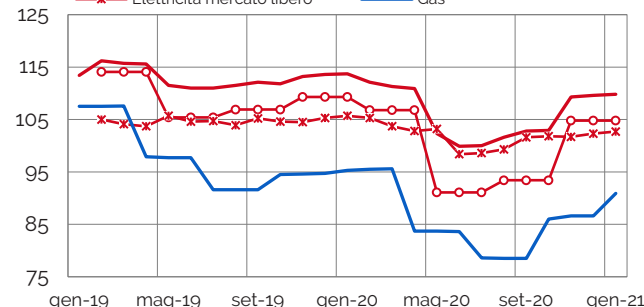


Ultimo dato consuntivo: Dicembre 2020

Fonte: Terna

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

— Elettricità — Elettricità mercato tutelato
— Elettricità mercato libero — Gas

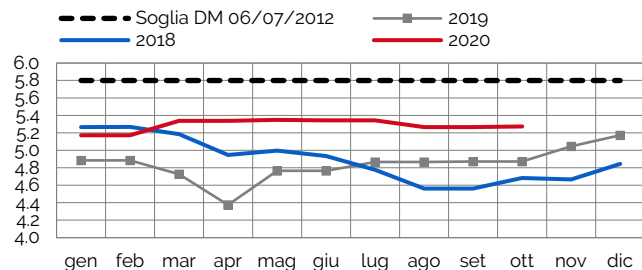


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

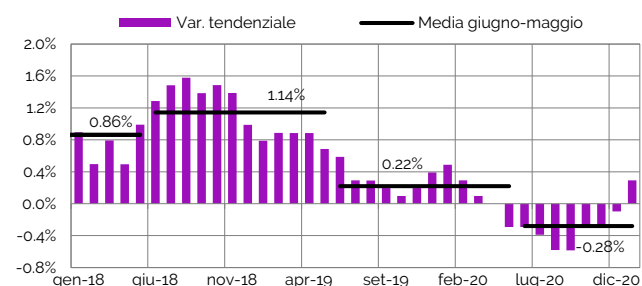


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/10/2020

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



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

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)

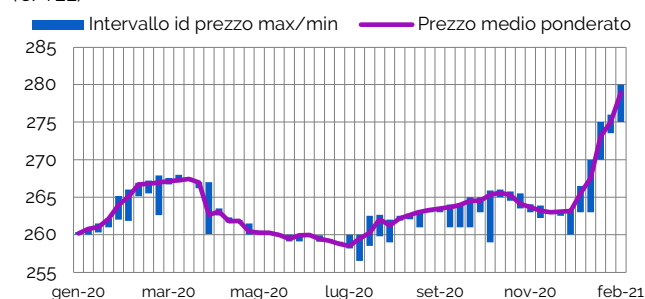
Componente	I-20	II-20	III-20	IV-20	I-21	Tutele graduali gen-21
Energia, dispac. e commerc.	8,46	5,10	5,59	8,12	8,52	8,58
Costi infrastrutture e UC	3,46	3,46	3,46	3,46	3,55	3,55
Oneri generali di sistema	7,18	7,18	7,18	7,13	7,26	7,26
Totale - tasse escluse	19,09	15,74	16,22	18,71	19,32	19,38

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 16 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

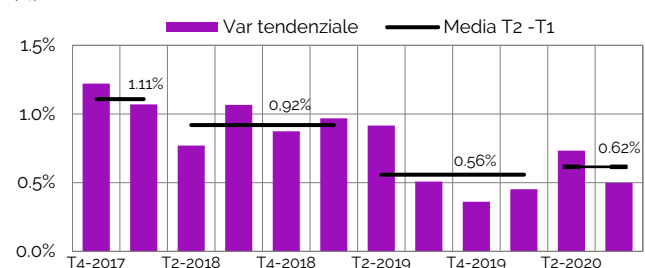


Ultimo dato 16/02/2021

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



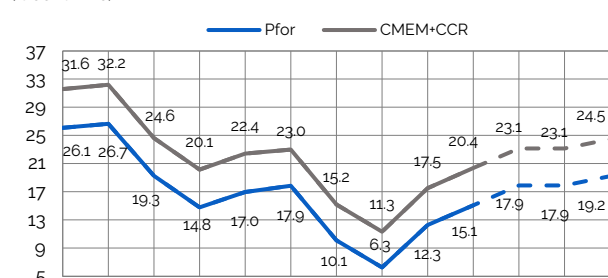
*Deflatore investimenti fissi lordi

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 21/02/2021

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