

NEWSLETTER



n. 255 Giugno 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Uno standard di adeguatezza per dimensionare il capacity market

pag. 04

Terna ha proposto in consultazione una nuova metodologia di valutazione dell'adeguatezza e dei costi ad essa associati, coerentemente con le linee guida definite a livello europeo dall'Acer. Tramite la stima del costo dell'energia non fornita e del costo della capacità nuova entrante, lo studio propone un nuovo target di adeguatezza che risulta il migliore trade-off tra sopportare una perdita del carico e investire in nuovi impianti di generazione. La tecnologia termoelettrica risulta garantire adeguatezza al minor costo: il target di adeguatezza ottimale è individuato in due ore all'anno di perdita del carico, circa un'ora in meno rispetto allo standard attualmente vigente. Sulla base della proposta di Terna, il nuovo Ministero della Transizione Ecologica dovrà ora approvare, tramite decreto, il target di adeguatezza da considerare per le future aste del Capacity Market 2024-2025 valutando anche i costi connessi al suo raggiungimento.

Certificati bianchi: obiettivo ripartenza

pag. 09

Il decreto che regola il meccanismo per il periodo 2021-2024 è finalmente stato approvato: all'obiettivo ambizioso di far ripartire un meccanismo che fatica a trovare efficacia, si risponde con una sostanziale continuità rispetto alle regole introdotte nel 2018 ma con numerosi affinamenti. Revisione degli obblighi, ammissione dei consorzi, aste per alcune tipologie di progetto e meccanismo di stabilità dovranno stimolare un'offerta che al momento non mostra segnali di ripartenza e si prospetta ancora inferiore alla domanda per i prossimi mesi.

02

IMPRESE E ISTITUZIONI

Aiuti di Stato: le nuove linee guida per il clima, l'energia e l'ambiente

pag. 15

La proposta di revisione per le linee guida degli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia elimina l'obbligo di notifica individuale per i grandi interventi pubblici in ambito energetico che rientrano in schemi di aiuto già notificati e estende la flessibilità e l'area di intervento delle regole. Entrano la mobilità sostenibile, l'idrogeno e le tecnologie innovative che possono supportare il raggiungimento degli obiettivi europei. Spazio limitato invece per le misure di sostegno del gas naturale, ritenute in grado di passare il test della Commissione solo se temporaneamente necessarie per la transizione. Confermati i principi generali per la valutazione della compatibilità degli aiuti.

Green Deal, in arrivo il nuovo pacchetto di riforme Fit for 55

pag. 22

La Commissione Europea ha annunciato che presenterà il 14 luglio il Fit for 55 package, il pacchetto di riforme normative necessarie a realizzare i nuovi e ambiziosi obiettivi stabiliti dal Green Deal. Tra i provvedimenti più attesi vi saranno la revisione dell'Emission Trading System per adattarlo al nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 del 55%, e l'introduzione del Carbon Border Adjustment Mechanism, il meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera che richiederebbe agli importatori di pagare per il contenuto di emissioni di CO₂ di tutti i beni che importano all'interno dell'unione doganale dell'UE.

03

Gare gas

pag. 27

Nonostante la consueta lista di rinvii nelle scadenze dei bandi aperti, non mancano le notizie positive: è stato pubblicato il bando per l'ATEM TRIESTE, mentre ARERA ha avviato l'analisi della documentazione per GENOVA2. Anche sul fronte M&A continuano le opportunità: sono in vendita le reti di Tea in MANTOVA1 e 30 mila PDR in ROMA 4 già acquisiti da F2i da cedere su richiesta dell'Antitrust.

A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a row on the ocean. The sky is clear and blue.

01

MERCATO ELETTRICO

Uno standard di adeguatezza per dimensionare il *capacity market*

Terna ha proposto in consultazione una nuova metodologia di valutazione dell'adeguatezza e dei costi ad essa associati, coerentemente con le linee guida definite a livello europeo dall'Acer. Tramite la stima del costo dell'energia non fornita e del costo della capacità nuova entrante, lo studio propone un nuovo target di adeguatezza che risulta il migliore trade-off tra sopportare una perdita del carico e investire in nuovi impianti di generazione. La tecnologia termoelettrica risulta garantire adeguatezza al minor costo: il target di adeguatezza ottimale è individuato in due ore all'anno di perdita del carico, circa un'ora in meno rispetto allo standard attualmente vigente. Sulla base della proposta di Terna, il nuovo Ministero della Transizione Ecologica dovrà ora approvare, tramite decreto, il target di adeguatezza da considerare per le future aste del Capacity Market 2024-2025 valutando anche i costi connessi al suo raggiungimento.

STANDARD DI ADEGUATEZZA: IL CONTESTO REGOLATORIO

La crescente penetrazione delle risorse rinnovabili non programmabili, associata alla dismissione degli impianti di generazione tradizionali a carbone e al contestuale aumento della domanda di energia elettrica, rende centrale il tema dell'adeguatezza del sistema elettrico. Un sistema si ritiene adeguato quando è in grado di soddisfare la richiesta di energia elettrica, con idonei margini di affidabilità, in tutte le ore della giornata, scongiurando il rischio di eventuali *blackout*.

Secondo il [Regolamento Europeo sul Mercato Interno dell'Energia Elettrica 943/2019](#), tutti gli Stati membri hanno il compito di vigilare sull'adeguatezza del sistema elettrico (art. 20). I paesi devono verificare l'effettiva esigenza di adeguatezza interna definendo, attraverso una metodologia comune a livello europeo, un parametro standard di affidabilità (*Reliability Standard* - RS) definito come il numero massimo ammissibile di ore di perdita del carico (LOLE) e calcolato in base a un *trade-off* fra il valore economico dell'energia non fornita (*Value of Lost Load* - VOLL), e il costo della nuova capacità entrante (*Cost of New Entry* - CONE) necessaria per garantire la adeguatezza del sistema elettrico.

Considerato che alla mancata fornitura di energia elettrica corrisponde una perdita economica

(VOLL), definire il *Reliability Standard* significa definire il numero di ore *target* (LOLE) che consente di minimizzare il costo associato alla perdita del carico del sistema rispetto al costo di realizzazione di nuovi impianti di generazione. Tale punto di ottimo è calcolato come il rapporto tra il costo della nuova generazione entrante (CONE) e il costo derivante dalla mancata fornitura di energia elettrica (VOLL)¹.

A ciascuna tecnologia di generazione nuova entrante corrisponde quindi un differente livello di adeguatezza a cui il sistema elettrico può ambire. Le tecnologie che fissano il *Reliability standard* migliore sono quelli caratterizzati da un costo d'investimento inferiore. Tra questi, in base alle ipotesi di CONE adottate da Terna, con un valore di LOLE tra le 2 e le 2.1 ore/anno, gli impianti a ciclo aperto sono quelli in grado rispondere meglio alle esigenze di adeguatezza del sistema (**Tabella 1**).

L'Autorità di Regolazione, con la [delibera 507/2020/R/EEL](#), ha demandato a Terna il compito di elaborare lo studio sul *Reliability Standard* e sulle relative determinanti (VOLL e CONE) secondo la metodologia europea già definita dall'ENTSO-E e successivamente emendata dall'ACER lo scorso ottobre ([decisione 20/2020](#)).

Il 4 giugno 2021 Terna ha pubblicato sul proprio sito la consultazione relativa alla proposta sul [Reliability](#)

¹ Più nello specifico, la metodologia europea definisce il LOLE come rapporto tra i costi fissi della nuova capacità entrante (CONE fisso) e la differenza tra i costi associati alla mancata fornitura di energia elettrica (VOLL) e costi variabili della nuova capacità entrante (CONE variabile). Tuttavia, questi ultimi non sono stati considerati nel calcolo in quanto, dalla stima fatta da Terna, sono risultati di 3 ordini di grandezza inferiori al VOLL e quindi trascurabili

TABELLA 1. LOLE PER LA VARIE TECNOLOGIE DI RIFERIMENTO

	LOLE (Ore/anno)
Impianti OCGT	2.0-2.1
Storage energy intensive	5.0-6.5
Impianti fotovoltaici	17.6-19.3
Impianti eolici	13.4-14.7

Fonte: elaborazioni REF-E

Standard. Tale studio, oltre a essere necessario per adempiere agli obblighi posti dall'EU, è funzionale alla definizione delle curve di domanda di adeguatezza e dei *cap* di prezzo del *Capacity Market*².

Il calcolo del VOLL secondo una metodologia comune a livello europeo, inoltre, rientra tra le richieste che la Commissione Europea ha fatto all'Italia nella valutazione sul Piano di attuazione per la riforma del mercato elettrico condivisa a fine giugno dello scorso anno ([Newsletter 248-249](#)). La Commissione ha infatti richiesto di definire un algoritmo in grado di generare segnali di prezzo di bilanciamento maggiorati in caso di scarsità, con impatto crescente a seconda della gravità, fino a raggiungere proprio il VOLL caratteristico.

VALORE DELL'ENERGIA NON FORNITA (VOLL): LA METODOLOGIA DI CALCOLO

La prima sezione del documento pubblicato da Terna è incentrata sul calcolo del *Value of Lost Load* (VOLL), che rappresenta il valore economico dell'energia non fornita in caso d'interruzione di energia elettrica. Coerentemente con la metodologia dell'ACER, al fine di considerare le specificità di diverse tipologie di consumatori che potrebbero subire un danno economico derivante dalla perdita di carico del sistema, il VOLL è stato definito con il supporto di un'indagine di mercato che ha coinvolto diversi segmenti di consumatori: quello residenziale, terziario e industriale. Non sono stati considerati, in linea con il comma 2b dell'articolo 7 della metodologia ACER, il settore dei trasporti e quello dei servizi pubblici perché considerati consumatori protetti e quindi non inclusi nei piani di distacco del TSO.

Tra i possibili metodi che possono essere utilizzati per quantificare il VOLL attraverso un'indagine di mercato, l'ACER individua:

- la *Willingness to pay* (WTP), intesa come il massimo prezzo che i consumatori sono disposti a pagare per evitare l'interruzione di energia elettrica
- la *Willingness to Accept* (WTA) definita come il minimo prezzo che il consumatore richiede a compensazione di un'interruzione di energia elettrica
- il *Direct Worth*, inteso come il danno economico associato alla perdita del carico. In quest'ultimo caso, soprattutto con riferimento ai consumatori industriali, il costo può derivare sia dai danni direttamente imputabili all'interruzione della fornitura di energia elettrica (come, ad esempio, il mancato guadagno), che da danni indirettamente collegati alla perdita del carico (come la perdita di competitività o i costi fissi che devono essere comunque sopportati).

Nel caso del settore residenziale e di quello terziario, Terna, per la stima del VOLL, ha utilizzato sia la WTP che la WTA, mentre nel caso del segmento industriale ha considerato solo il *Direct Worth*. Le disponibilità a pagare (o ad accettare un premio) sono state valutate in diversi scenari di inadeguatezza del sistema, che tengono conto della durata dell'interruzione (2 minuti e 60 minuti), del preavviso dell'interruzione e del periodo in cui questa avviene.

Per un operatore razionale, la disponibilità a pagare o la disponibilità a ricevere un pagamento a fronte della mancata fornitura di energia elettrica, non dovrebbe mostrare alcuna differenza. Nell'analisi di Terna invece, sia per il segmento residenziale che per quello terziario³ la WTP si è dimostrata notevolmente inferiore alla WTA, in dimostrazione del fatto che i clienti intervistati considerano la continuità della fornitura una caratteristica intrinseca del proprio contratto, con scarsa o nulla disponibilità a pagare un ulteriore premio al fine di evitare possibili interruzioni.

² Meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità di generazione elettrica attraverso contratti di remunerazione di lungo termine aggiudicati tramite aste competitive ([Newsletter 234](#)).

³ Per questo settore si è ritenuto statisticamente significativo il segmento SoHo che coinvolge le officine, il commercio alimentare, le attività professionali, studi medici/odontoiatrici e i servizi alla persona.

È stato quindi stimato il valore dell'energia non fornita per ogni settore di riferimento calcolato come la media tra il VOLL da WTA e quello da WTP. Nel caso specifico del settore industriale⁴, il VOLL è stato calcolato come la media delle risposte solo nel caso di un'interruzione da 60 minuti. Infatti, analizzando le singole risposte è emerso come molti consumatori industriali hanno espresso, sia per un'interruzione da 2 minuti che da 60 minuti, una simile perdita economica anche se il carico di energia persa in quest'ultimo caso, in termini di MWh, è 30 volte più alto rispetto all'interruzione da due minuti. Questo perché gli impianti industriali devono sostenere dei costi fissi che restano invariati a prescindere dalla durata della perdita del carico. Il VOLL complessivo del sistema (definito come *Single VOLL*) viene calcolato come la media ponderata dei singoli VOLL di settore. Il peso attribuito a ciascun segmento è stato determinato in base alla quota dei consumi dell'anno 2019 preso a riferimento (**Figura 1**).

Dall'analisi dei risultati, emerge che il danno economico associato all'interruzione di energia elettrica per i consumatori residenziali, quelli del settore terziario e quelli del segmento industriale ammonta rispettivamente a 37.7 k€/MWh e a 27.8 k€/MWh e 23.4 k€/MWh.

FIGURA 1. QUOTA CONSUMI ENERGIA

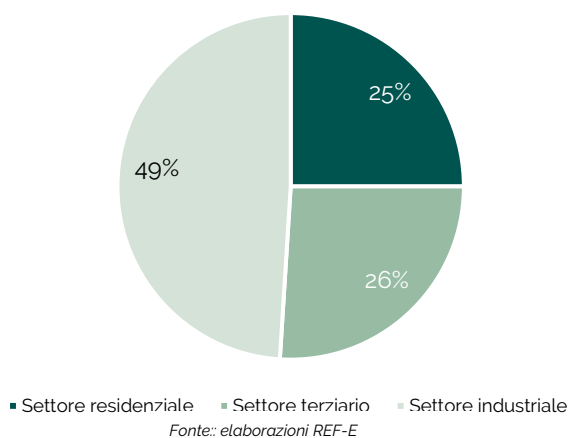


TABELLA 2. VOLL PER SETTORE

	VOLL (k€/MWh)	Pesi settore (%)
Residenziale	37.7	25
Terziario	28.7	26
Industriale	23.4	49
VOLL complessivo	28.4	

Fonte: elaborazioni REF-E

Il *Single VOLL* ottenuto come media pesata dei VOLL dei singoli settori risulta invece pari a 28.4 k€/MWh (**Tabella 2**).

Per molti consumatori (soprattutto quelli residenziali) il danno arrecato dall'interruzione dell'energia è un costo difficile da quantificare; nonostante questo limite Terna utilizza i valori medi ottenuti per i diversi settori per stimare il VOLL complessivo come media dei VOLL settoriali pesata sulla quota di consumo di ciascuno.

Lo studio condotto dal TSO rispecchia quello predisposto dall'ACER e il valore finale di 28.4 k€/MWh ottenuto risulta in linea con quello utilizzato da Terna nel [Documento Metodologico per l'Applicazione dell'Analisi Costi Benefici al Piano di Sviluppo 2020](#), per la valutazione delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale. In questo caso, il valore dell'energia non fornita, compreso in un *range* tra i 20 k€/MWh e i 40 k€/MWh, era stato stimato a livello provinciale tenendo conto della potenza delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione, del livello di industrializzazione e della densità abitativa.

COSTO DELLA CAPACITÀ NUOVA ENTRANTE (CONE): LA METODOLOGIA DI CALCOLO

La seconda parte dell'analisi svolta da Terna, riguarda la stima del costo della capacità nuova entrante (CONE). Il CONE è calcolato, per ogni tecnologia di riferimento, come la somma dei costi fissi d'investimento (CAPEX) e dei costi operativi (OPEX)⁵ di un nuovo impianto, valutati rispetto al tasso di rendimento dell'investimento (WACC)⁶, alla vita utile degli impianti, al periodo di costruzione e al tasso di *derating*⁷. Quest'ultimo, che rappresenta

⁴ Per questa tipologia di consumatori, che comprende sia le *Small-medium enterprise* che le *Large enterprise*, la stima del VOLL si basa solo sul *Direct Worth*.

⁵ Le informazioni di prezzo sono state reperite da report e da studi di settore.

⁶ Per il presente studio Terna ha utilizzato il medesimo WACC per tutte le tecnologie considerate pari al 5,6%.

⁷ I tassi di *derating* utilizzati sono quelli contenuti nelle disposizioni tecniche del *Capacity Market 2024-2025* in fase di consultazione.

la probabilità di disponibilità durante il picco di carico e calcolato rispetto ai dati storici, consente di valutare l'effettivo contributo che l'impianto di generazione può offrire all'adeguatezza del sistema. A tassi di *derating* maggiori corrisponde una minore capacità dell'impianto di contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico.

Il CONE rappresenta, quindi, il costo equivalente annuo (spalmato sulla vita utile) della capacità nuova, espresso non in funzione dei MW totali dell'impianto, ma in base all'effettiva adeguatezza che quest'ultimo è in grado di offrire al sistema.

La metodologia europea stabilisce i requisiti che gli impianti di generazione devono possedere per la stima del CONE. Per essere considerate delle tecnologie di riferimento queste devono poter essere considerate standard e potenziali nuovi entranti. Una tecnologia è definita standard se le informazioni sui costi sono affidabili, facili da reperire, confrontabili tra progetti differenti e se non sussistono vincoli tecnici al loro sviluppo. Per essere definita potenziale nuova entrante, non devono sussistere vincoli normativi che potrebbero ostacolarne lo sviluppo, devono inoltre esistere progetti simili già realizzati o in fase di realizzazione.

Le tecnologie nuove entranti considerate come riferimento da Terna sono: impianti termoelettrici a ciclo aperto (OCGT) e a ciclo combinato (CCGT), impianti di accumulo idroelettrici ed elettrochimici, impianti eolici e impianti fotovoltaici. Tra queste non sono state considerate le unità di consumo (Demand Side Response), come sarebbe richiesto dalla metodologia europea, in quanto non sono state trovate sufficienti informazioni di costo affidabili e standardizzate.

I risultati mostrano come, tra le tecnologie potenzialmente in grado di soddisfare il fabbisogno di capacità del sistema elettrico, gli impianti termoelettrici siano quelli con un valore di CONE più basso, compreso tra i 55 e i 60 k€/MW/anno per gli impianti a ciclo aperto (OCGT) e tra i 71 e i 78 k€/MW/anno per i cicli combinati (CCGT). Gli impianti con un CONE maggiore sono quelli eolici (400 k€/MW/anno) e fotovoltaici (500 k€/MW/anno) (**Tabella 3**).

TABELLA 3. CONE PER LA VARIE TECNOLOGIE DI RIFERIMENTO

	CONE (k€/MW/anno)	COSTI DI INVESTIMENTO (k€/anno)	DERATING
Impianti OCGT	55-60	490	10%
Impianti CCGT	71-78	650	10%
Storage power intensive	168-221	430	73%
Storage energy intensive	141-186	939	30%
Impianti idroelettrici	200-203	1700	30
Impianti fotovoltaici	500-550	650	88%
Impianti eolici	380-417	700	83%

Fonte: elaborazioni REF-E

Tra i parametri necessari al calcolo dello standard di adeguatezza in aggiunta al CONE, la metodologia dell'Acer considera anche il costo per il prolungamento della vita utile del parco di generazione già esistente (CORP). La specificità di ogni intervento e la conseguente impossibilità di definire dei parametri di costo generalizzabili, ha però portato il TSO a escludere il CORP dal calcolo del *Reliability Standard*.

QUALI IMPATTI SUL CAPACITY MARKET

A valle della chiusura della consultazione, la proposta di Terna sarà inviata al Ministero della Transizione Ecologica cui spetta l'emanazione del decreto di adozione del *Capacity Market* in cui sarà approvato il nuovo livello *target* di adeguatezza funzionale alla costruzione delle curve di domanda per le nuove aste con *delivery* 2024-2025.

Nello studio, al fine di verificare la raggiungibilità del *target* di adeguatezza, Terna ha messo a confronto la stima della capacità nuova necessaria all'adeguatezza del sistema con il potenziale di capacità nuova entrante.

Per gli impianti termoelettrici e per i sistemi di accumulo elettrochimici, il potenziale di nuova capacità è stato calcolato sulla base degli iter autorizzativi in corso, mentre per gli impianti eolici e fotovoltaici su quella degli obiettivi di crescita della generazione rinnovabile previsti dal PNIEC. Non sono state considerate future realizzazioni di impianti di pompaggio idroelettrici.

La capacità nuova necessaria è stata invece calcolata tenendo conto dello standard di adeguatezza attualmente vigente, corrispondente a 3 ore/anno⁸ di LOLE. Al fine di garantire il rispetto

⁸ Valore del LOLE attualmente vigente così come approvato dal DM 28/06/2019.

di tale *target*, il sistema elettrico avrebbe bisogno di ulteriore capacità compresa tra i 3 GW e i 4 GW rispetto a quella oggi esistente e ai progetti di capacità nuova già contrattualizzati per il 2022-2023⁹.

Il nuovo Standard di Adeguatezza, proposto come esito dello studio, risulta inferiore di circa 1 ora rispetto a quello attualmente in vigore. In vista delle future aste del *Capacity Market*, pianificate per il 2024 e 2025 ([Newsletter 254](#)), questo potrebbe comportare l'esigenza di approvvigionare maggior capacità rispetto al 2019 per raggiungere l'adeguatezza del sistema.

Il *cap* dei prezzi del *Capacity Market* sarà fissato in base al CONE. Più nello specifico, il costo della nuova capacità entrante corrisponderà al punto C della curva di domanda che, in linea con quello definito per le aste del 2019, dovrebbe essere intorno ai 60 k€/MW/anno.

La tecnologia di riferimento per fissare questo valore viene, infatti, individuata come quella in grado di offrire l'adeguatezza al minor costo per il sistema elettrico.

Oltre ai CAPEX e agli OPEX, il parametro che influenza maggiormente il calcolo del CONE è il tasso di *derating*.

L'assegnazione di tassi di *derating* più contenuti per il termoelettrico e più elevati per i sistemi di accumulo e per gli impianti rinnovabili condiziona direttamente il risultato dell'analisi individuando le tecnologie più adatte a raggiungere l'adeguatezza.

I sistemi di accumulo *energy intensive* (con capacità di accumulo pari a 4 ore) pur essendo caratterizzati da costi d'investimento notevolmente superiori a quelli degli impianti *power intensive* (con capacità di accumulo pari a 1 ora), sono caratterizzati da un CONE inferiore proprio perché in grado di offrire margini di adeguatezza più elevati. Alle rinnovabili corrispondono alti livelli di CONE, condizionati dal forte *derating*, mentre gli impianti di generazione termoelettrica vengono individuati come la tecnologia in grado di offrire adeguatezza a un prezzo minore.

Dopo la messa in consultazione della disciplina, del regolamento e delle disposizioni tecniche per il *Capacity Market*, previsto per il 2024 e il 2025, la pubblicazione del rapporto sullo Standard di Adeguatezza rappresenta un ulteriore passo in avanti del TSO verso l'effettiva implementazione del Meccanismo di Capacità. Al nuovo Ministero della Transizione Ecologica spetta ora il compito di definire il *target* di adeguatezza (espresso in termini di LOLE) necessario per la definizione delle curve di domanda e di fornire tutte le indicazioni necessarie per lo svolgimento delle nuove aste del *Capacity Market*. Nel frattempo, Terna dovrebbe pubblicare un nuovo rapporto sullo Standard di Adeguatezza contenente una valutazione di maggior dettaglio delle risorse di generazione necessaria a garantire gli standard di adeguatezza del sistema elettrico richiesti.

⁹ La stima tiene conto anche del rischio di mancata autorizzazione per gli impianti nuovi già assegnatari di contratti di capacità nelle aste 2022-2023.

Certificati bianchi: obiettivo ripartenza

Il decreto che regola il meccanismo per il periodo 2021-2024 è finalmente stato approvato: all'obiettivo ambizioso di far ripartire un meccanismo che fatica a trovare efficacia, si risponde con una sostanziale continuità rispetto alle regole introdotte nel 2018 ma con numerosi affinamenti. Revisione degli obblighi, ammissione dei consorzi, aste per alcune tipologie di progetto e meccanismo di stabilità dovranno stimolare un'offerta che al momento non mostra segnali di ripartenza e si prospetta ancora inferiore alla domanda per i prossimi mesi.

IL DECRETO 2021 CONFERMA LA BOZZA, MA CON ALCUNE MODIFICHE E NOVITÀ

Il [Decreto Ministeriale 21 maggio 2021](#), entrato in vigore lo scorso 31 maggio, conferma sostanzialmente la bozza circolata nelle scorse settimane ([Newsletter 253](#)) inserendo alcune correzioni alle regole rimaste in vigore dal 2018 a oggi. Le novità introdotte hanno l'obiettivo di sostenere il meccanismo che negli ultimi anni è stato penalizzato da una progressiva riduzione degli interventi di efficienza energetica e dalla conseguente tendenza in decrescita dei certificati emessi; con un definitivo peggioramento legato alla crisi economica causata dalla pandemia.

Il nuovo Decreto tenta di mantenere un certo grado di continuità del meccanismo, adeguando però il sistema ai sempre più sfidanti obiettivi di decarbonizzazione, che costituiscono il pilastro fondamentale della transizione energetica al 2030 delineata a livello europeo.

LE NOVITÀ

I *target* nazionali di risparmio di energia finale da conseguire attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) nel quadriennio 2021-2024 corrispondono a quelli previsti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il Decreto prevede obblighi in capo ai distributori per il 2022 (+4%), 2023 (+8%) e 2024 (+10%) leggermente superiori rispetto a quelli prospettati nella bozza circolata lo scorso aprile. La revisione al rialzo degli obblighi dei distributori ha parzialmente accolto le richieste degli operatori che vedevano nel taglio drastico (seppure implicito nelle disposizioni del PNIEC) degli obblighi previsti per i prossimi quattro anni il rischio di far diventare secondario il

meccanismo dei certificati bianchi nel processo di decarbonizzazione.

Sempre rispetto alla bozza di aprile è invariato il taglio del 60% degli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno 2020 stabiliti dal [Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017](#).

Mantenere obblighi più elevati, come richiesto da alcuni operatori, in particolare per l'anno d'obbligo 2020, avrebbe portato a un'emissione anomala di TEE virtuali, che non sarebbero derivati da un reale risparmio energetico. Nonostante esista il rischio che obiettivi troppo bassi (di oltre il 60% inferiori rispetto allo scorso quadriennio) gravino sul tentativo di rilancio del meccanismo, portando a una frenata negli investimenti, la facoltà del MiTE di modificare gli obiettivi in corso d'opera consentirà di raggiungere e garantire un maggiore equilibrio tra domanda e offerta di TEE.

Il Decreto 2021 apre infatti alla possibilità di ripresa del meccanismo: gli oltre 4 milioni di TEE decurtati dall'anno d'obbligo 2020 saranno infatti recuperabili negli anni successivi grazie all'obiettivo di *market stability* affidato al MiTE, qualora un adeguato livello di liquidità del mercato lo permetta.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha quindi provveduto alla rideterminazione dei suddetti obblighi, definendo le quantità di TEE da acquistare entro la fine dell'anno d'obbligo 2020, prorogata al 16 luglio 2021 dal nuovo Decreto.

Tra le azioni previste per aumentare l'offerta, si segnala l'introduzione dei consorzi tra i soggetti ammessi alla realizzazione dei progetti di efficienza energetica. In questo modo si apre la strada a

TABELLA 1. OBBLIGHI PER I DISTRIBUTORI (Milioni di TEE)

Anno Solare	Energia Elettrica		Gas Naturale	
	Bozza	DM 21 maggio 2021	Bozza	DM 21 maggio 2021
2017	2.39	2.39	2.95	2.95
2018	2.49	2.49	3.08	3.08
2019	2.77	2.77	3.43	3.43
2020	1.27	1.27	1.57	1.57
2021	0.45	0.45	0.55	0.55
2022	0.72	0.75	0.89	0.93
2023	0.97	1.05	1.20	1.30
2024	0.98	1.08	1.22	1.34

Fonte: elaborazioni REF-E

raggruppamenti di imprese private ed enti pubblici territoriali alla partecipazione al meccanismo, con un potenziale impatto positivo sulla realizzazione di progetti di risparmio energetico nel settore civile e dei servizi. Entro due mesi dall'entrata in vigore del Decreto, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) sarà inoltre obbligato a redigere una guida operativa che contenga informazioni che facilitino e favoriscano la presentazione dei progetti nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi. La proposta di introdurre un *floor* al contributo tariffario non è invece stata confermata.

MODIFICHE E PUNTI INTERROGATIVI SULLE ASTE

Rimangono ancora molte incertezze circa le modalità con cui si svolgeranno le aste al ribasso *pay as bid*, introdotte per conseguire risparmi energetici aggiuntivi e che coinvolgeranno progetti complessi e strategici di larga scala. Il loro funzionamento sarà disciplinato da un successivo decreto che dovrà essere emanato entro fine 2021. Come fortemente consigliato dalla [memoria](#) per il Senato del 20 aprile scorso dell'ARERA, il meccanismo ad asta dovrebbe restare una procedura autonoma e alternativa rispetto allo schema d'obbligo standard per i distributori, al fine di non impattare l'equilibrio del mercato dei soggetti obbligati.

Il Decreto modifica il criterio di determinazione del valore a base d'asta rispetto alla bozza di aprile, facendolo dipendere dall'andamento dei prezzi dei TEE sul mercato organizzato e non più dal contributo tariffario.

GLI AGGIORNAMENTI CONFERMATI

Sono confermati:

- la riduzione dal 30% al 20% della soglia minima per l'accesso al meccanismo dei TEE Virtuali, ovvero i certificati emessi dal GSE in qualità di fornitore di ultima istanza non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficientamento
- la cumulabilità degli incentivi ottenibili con i certificati bianchi con il credito di imposta (sempre nella misura del 50%), un sostegno statale per l'acquisto di macchinari e attrezzature industriali
- la facoltà del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) di rivedere annualmente gli obiettivi nazionali di risparmio, gli obblighi quantitativi in capo ai soggetti obbligati e la soglia minima per accedere al meccanismo dei TEE Virtuali aumenta la flessibilità del meccanismo stesso assicurandone al contempo stabilità ed equilibrio.

IL MERCATO RIMANE CORTO

Lo scorso marzo, la mancanza di un quadro normativo ben definito che sopperisse a obblighi di efficienza troppo elevati da adempiere in un arco temporale ridotto, ha causato un repentino rialzo dei prezzi dei TEE sul mercato organizzato. Durante il mese di marzo il prezzo di mercato ha raggiunto una media di 291 €/TEE (con picchi fino a 299 €/TEE). Il tetto del contributo tariffario è però rimasto fisso a 250 €/TEE (a cui si aggiunge un fattore di adeguamento), causando perdite economiche ai distributori, che hanno continuato ad acquistare TEE a prezzi sfavorevoli per cercare di adempiere agli obblighi assegnati.

FIGURA 1. PREZZO MEDIO DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)

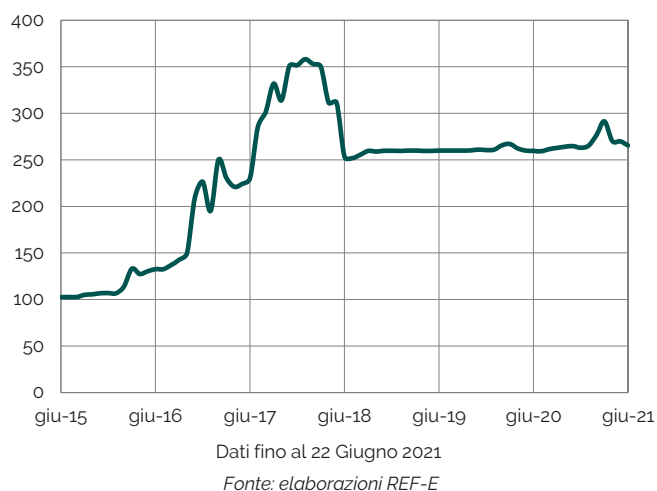
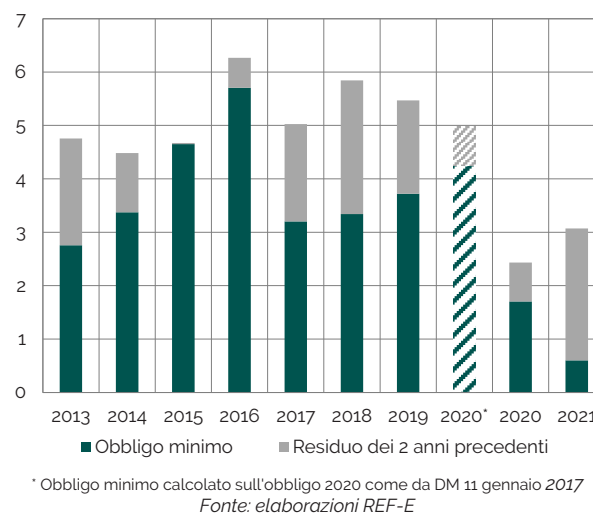


FIGURA 2. COMPOSIZIONE DELLA DOMANDA (Milioni di TEE)



Il picco dei prezzi è stato calmierato dall'emanazione prima dalla circolazione della bozza e poi dal nuovo Decreto sui certificati bianchi, che tra l'altro ha prolungato di un mese l'anno d'obbligo 2020, inizialmente ridotto a soli 6 mesi.

Nelle prime tre settimane di giugno i prezzi di mercato si attestano in media sui 265 €/TEE.

Alla luce della revisione apportata dal decreto, per l'anno d'obbligo 2020 che sta per concludersi, la domanda minima di TEE dovrebbe assestarsi sui 2.4 milioni di TEE, calcolata come la somma dell'obbligo minimo previsto per il 2020 (pari al 60% dell'obbligo totale, ovvero 1,704,000 TEE) e del residuo dei due anni precedenti (relativo all'anno d'obbligo 2018, pari a 730,000 TEE).

Nell'anno d'obbligo 2021, invece, la domanda minima di TEE dovrebbe salire a circa 3 milioni, composta dall'obbligo minimo previsto per il 2021 (ovvero 600,000 TEE) e dal residuo relativo all'anno d'obbligo 2019, pari a 2.47 milioni di TEE.

Lato offerta, dall'inizio dell'anno d'obbligo 2020 (a partire dal mese di dicembre 2020) il GSE ha riconosciuto complessivamente circa 1.5 milioni di TEE.

Considerando l'allungamento di un mese e mezzo dell'anno d'obbligo 2020, il livello di offerta di TEE previsto per l'anno d'obbligo 2020 sale a circa 1.6 milioni di TEE e dovrebbe essere così suddiviso:

- 640,000 TEE derivanti da progetti realizzati in anni precedenti
- 51,000 TEE relativi a nuovi progetti di efficienza

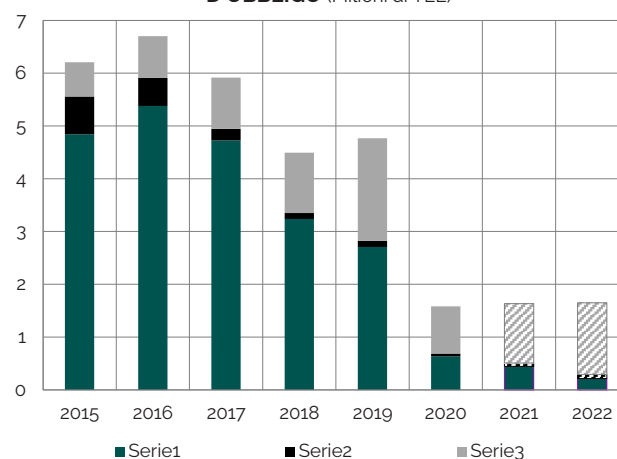
- 895,000 TEE risultanti da progetti per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Il calo dei TEE emessi per i vecchi progetti è destinato a protrarsi anche nei prossimi anni. Secondo le nostre stime, i TEE che possono essere generati da progetti realizzati negli anni precedenti diminuiranno gradualmente (-30% nell'anno d'obbligo 2021, pari a circa 450,000 TEE e -50% nell'anno d'obbligo 2022, per un totale di circa 220,000 TEE).

Per i TEE emessi relativi ai nuovi progetti di efficienza è possibile sottendere una crescita annua simile a quella registrata tra il 2019 e il 2020, pari allo 0.6%: un dato indicativo data la difficoltà di ricostruzione di tali dati.

Per i TEE CAR, invece, è possibile ipotizzare un tasso di crescita dello 0.5% annuo sulla base della

FIGURA 3. TEE RICONOSCIUTI DAL GSE - ANNO D'OBLIGO (Milioni di TEE)

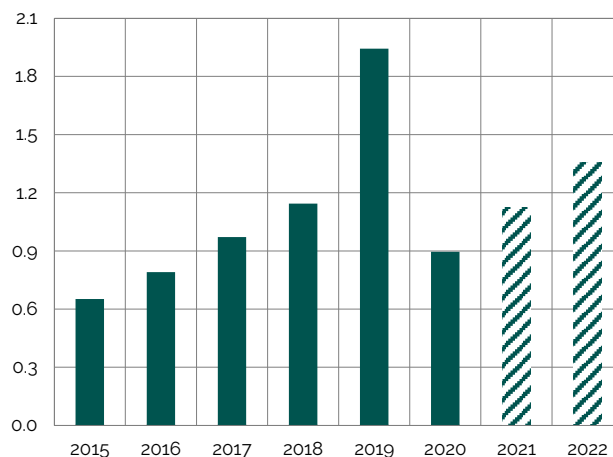


Fonte: elaborazioni REF-E

crescita stimata nell'anno d'obbligo 2020 rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Per l'anno d'obbligo 2021, in assenza di un rilancio dei nuovi investimenti, il livello di offerta dovrebbe assestarsi a circa 1.7 milioni di TEE.

Nonostante le revisioni degli obblighi, perché il mercato torni in equilibrio è necessaria una ripartenza degli investimenti che ancora i dati non mostrano. Resta quindi elevata la probabilità che il mercato sia corto, almeno nel breve periodo. La scarsa liquidità del mercato è infatti tuttora evidente, con un'offerta ancora limitata rispetto agli anni passati.

FIGURA 4. TEE CAR - ANNO D'OBLIGO
(Milioni di TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E

RISULTATI ASTE FER1

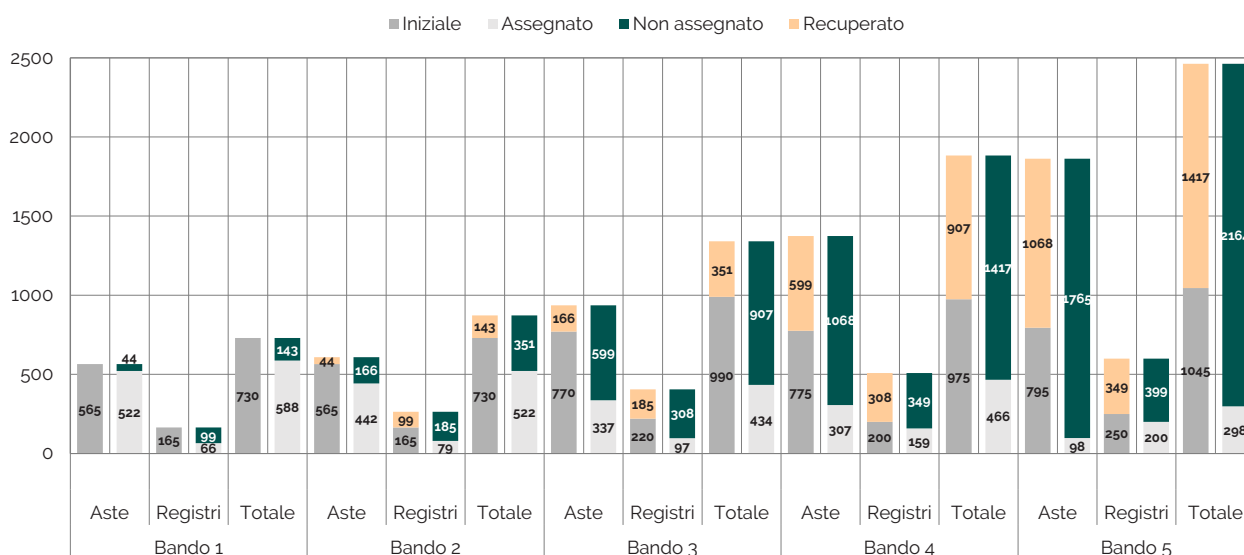
I risultati del quinto bando del DM FER1 confermano ancora una volta le difficoltà che il settore delle energie rinnovabili sta riscontrando ormai da diversi anni in ambito autorizzativo in Italia: dei circa 2500 MW disponibili tra registri e aste (di cui oltre 1400 MW recuperati dai bandi precedenti perché non assegnati), solo 298 MW sono stati assegnati, a tariffe ancora una volta molto vicine al *cap*.

Le implicazioni derivanti dalla scarsa partecipazione alle procedure sui livelli delle tariffe assegnate e sui costi per il sistema sono state analizzate con un esercizio dedicato nell'articolo *Aste FER1: il problema autorizzazioni influisce sui risultati* ([Newsletter 244](#)).

A conclusione dei primi cinque bandi, gli esiti delle procedure mostrano un livello di competitività in costante decrescita e un risultato complessivo che vede non assegnata quasi la metà (il 48% circa) della capacità finora messa a disposizione tra aste e registri.

Per evitare che grosse porzioni di contingente rimangano non assegnate, è stata recentemente avanzata la possibilità di valutare un prolungamento, di almeno un paio d'anni, delle procedure del DM FER1 oltre il termine dell'ultimo bando, fissato per settembre 2021.

RISULTATI DEI PRIMI 5 BANDI DEL DECRETO FER1 - VOLUMI AGGREGATI (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E



02

IMPRESSE E

ISTITUZIONI

Aiuti di Stato: le nuove linee guida per il clima, l'energia e l'ambiente

La proposta di revisione per le linee guida degli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia elimina l'obbligo di notifica individuale per i grandi interventi pubblici in ambito energetico che rientrano in schemi di aiuto già notificati e estende la flessibilità e l'area di intervento delle regole. Entrano la mobilità sostenibile, l'idrogeno e le tecnologie innovative che possono supportare il raggiungimento degli obiettivi europei. Spazio limitato invece per le misure di sostegno del gas naturale, ritenute in grado di passare il test della Commissione solo se temporaneamente necessarie per la transizione. Confermati i principi generali per la valutazione della compatibilità degli aiuti.

La Commissione Europea ha pubblicato la [bozza delle linee guida per gli aiuti di Stato per il clima, l'energia e l'ambiente](#), che, se approvata, andrà a sostituire le [linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia \(2014-2020\) \(EEAG\)](#) a partire da gennaio 2022. Il clima compare quindi nel titolo delle linee guida, riflettendo la crescente attenzione della Commissione per l'impatto climatico.

In vista della revisione, la Commissione ha condotto uno [studio](#) sui contributi delle regole degli aiuti di Stato in ambito di ambiente ed energia, evidenziando l'efficacia delle linee guida esistenti nel supportare, fino a ora, i *target* europei per l'ambiente e la transizione energetica, ma mettendo in luce la necessità di modifiche per allineare le regole ai più sfidanti obiettivi del [Green Deal europeo](#). Nonostante il contributo richiesto ai fondi privati, il sostegno pubblico avrà infatti un ruolo significativo per permettere al sistema il raggiungimento dei nuovi *target* per il 2030 e della neutralità climatica nel 2050. Le regole degli aiuti di Stato dovranno quindi permettere il disegno di interventi pubblici che diano i giusti incentivi per la transizione, limitando però gli effetti distorsivi sulla concorrenza nell'Unione e prevedendo misure economicamente efficienti dal punto di vista dei contribuenti.

La revisione va a sopperire ai limiti delle linee guida precedenti, intervenendo in due direzioni principali:

- estensione dell'ambito di applicazione dello scopo delle linee guida a nuove aree e a tutte le

tecnologie che possono supportare il *Green Deal*, incrementando l'intensità dei fondi a disposizione e introducendo nuovi strumenti di supporto

- incremento della flessibilità delle regole di compatibilità, andando in particolare a semplificare la valutazione di misure di supporto trasversali ed eliminando l'obbligo di notifica individuale per i grandi interventi a favore dell'energia pulita nell'ambito di schemi già approvati.

La revisione delle linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia influirà sui modelli di orientamento che la Commissione ha definito per guidare gli Stati membri nella preparazione dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza. La modifica andrà infatti ad ampliare gli ambiti di applicazione delle nuove linee guida per la valutazione della compatibilità degli interventi a favore delle iniziative *faroeuropee power up, renovate, e recharge and refuel* ([Newsletter 252 e 253](#)) che ricadono tra le fattispecie con obbligo di notifica alla Commissione.

CONFERMATI I PRINCIPI GENERALI DI VALUTAZIONE

La Commissione valuterà la compatibilità degli aiuti di Stato soggetti a notifica che ricadono nelle nuove linee guida soppesando il contributo positivo delle misure per lo sviluppo delle attività economiche nell'Unione e i potenziali impatti negativi sulla competizione nel mercato interno¹.

¹ Articolo 107 (3) TFEU, punto (c).

Per soddisfare le condizioni positive, gli aiuti dovranno:

- identificare (i) le attività economiche che beneficiano, (ii) gli effetti positivi per la società e, se rilevanti, (iii) il loro contributo alle politiche dell'Unione
- creare un effetto incentivo, ovvero, indurre i beneficiari a comportarsi diversamente, in maniera da contribuire positivamente all'attività economica e alla transizione delle attività esistenti verso soluzioni più pulite dal punto di vista ambientale
- non violare alcuna disposizione del diritto europeo.

Gli effetti negativi degli interventi pubblici saranno invece valutati sulla base:

- della necessità dell'intervento pubblico per sopperire ad un fallimento di mercato esistente
- dell'adeguatezza dell'intervento, ovvero, la mancanza di misure alternative con un impatto più limitato sulla concorrenza
- della proporzionalità dell'aiuto rispetto al fallimento di mercato su cui interviene, richiedendo che l'aiuto sia il minimo per il raggiungimento del suo obiettivo²
- della trasparenza delle procedure di intervento. A questo proposito la Commissione richiede la pubblicazione del testo completo dello schema di aiuto e delle informazioni su ogni aiuto superiore ai 100 mila euro assegnato.
- della capacità dell'aiuto di evitare ingiusti effetti distorsivi sulla concorrenza.

I principi generali di compatibilità riportati dalle nuove linee guida riflettono quelli attualmente previsti delle EEAG (vedi *box a pag 18*). Scompare però l'obbligo di soddisfacimento individuale dei requisiti per i grandi interventi in ambito energia e ambiente, attualmente soggetti a notifica individuale alla Commissione anche se inclusi in degli schemi di intervento notificati. Sotto le nuove linee guida, tutti gli aiuti saranno quindi valutati solo nell'ambito dello schema notificato alla Commissione.

Rispetto alle EEAG, la proposta di revisione introduce anche l'obbligo di predisposizione di una consultazione pubblica per gli schemi proposti in alcune circostanze, per aumentare la trasparenza delle procedure di notifica e di approvazione dei nuovi schemi di aiuto e per far sì che la maggiore flessibilità prevista dalla proposta possa essere calibrata dai soggetti interessati.

Infine, la Commissione afferma di ritenere difficile la generazione di effetti positivi per l'ambiente da parte di nuovi investimenti a supporto del gas naturale, o di altre fonti fossili. È quindi poco probabile che una notifica di questi progetti alla Commissione si concluda con un esito positivo. Ciò non pone però limiti agli interventi pubblici a favore delle infrastrutture di rete gas in regime di monopolio legale o naturale, perché in questo caso gli interventi non rientrerebbero nella definizione di aiuto di Stato. L'approvazione di regimi transitori a favore del gas, o di altre fonti fossili, non è comunque esclusa se gli Stati membri sono in grado di dimostrare che, almeno nel breve termine la soluzione basata sull'utilizzo di una fonte fossile rappresenta l'alternativa più pulita³.

MODIFICHE NELLE CATEGORIE DI AIUTO COPERTE DALLE LINEE GUIDA

Le nuove linee guida per il clima, l'energia e l'ambiente, una volta approvate, verranno applicate per la valutazione di molte tipologie di intervento pubblico a favore del clima e dell'ambiente e per dell'adeguatezza energetica. Gli interventi riportati nell'attuale proposta di revisione, si sovrappongono solo in parte agli interventi considerati dalle attuali linee guida (**Tabella 1**). Nei prossimi paragrafi si riporta una breve descrizione delle principali categorie di aiuto considerate dalla proposta di revisione e le differenze rispetto alle linee guida attualmente in vigore, distinguendo tra le categorie di aiuto a favore dell'ambiente e del clima, e quelle a supporto del sistema energetico.

GLI AIUTI PER L'AMBIENTE E IL CLIMA

Gli aiuti per l'ambiente e il clima includono interventi per la riduzione delle emissioni e dell'inquinamento,

² La Commissione considera gli aiuti erogati tramite dei processi di asta competitiva proporzionali, non richiedendo ulteriori verifiche per il soddisfacimento di questa condizione.

³ Un esempio è riportato in seguito per gli investimenti nell'ambito della mobilità sostenibile.

TABELLA 1. CATEGORIE DI AIUTI COPERTI DALLE LINEE GUIDA

Linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020	Linee guida per gli aiuti di Stato a favore del clima, dell'energia e dell'ambiente 2022
1) Aiuti intesi a realizzare un livello di tutela dell'ambiente superiore allo standard dell'Unione o ad innalzarlo in assenza di norme dell'Unione	1) Aiuti per la riduzione e la rimozione delle emissioni dei gas a effetto serra, anche attraverso il supporto delle energie rinnovabili
2) Aiuti per l'adeguamento anticipato a future norme dell'Unione	2) Aiuti per il supporto della performance ambientale e energetica negli edifici
3) Aiuti per studi ambientali	3) Aiuti per l'acquisto e il leasing di mezzi di trasporto puliti e per la trasformazione dei mezzi per farli qualificare come puliti
4) Aiuti per il risanamento di siti contaminati	4) Aiuti a favore della diffusione di strutture di ricarica e rifornimento a i mezzi a zero emissioni
5) Aiuti a favore dell'energia da fonti rinnovabili	5) Aiuti per un uso efficiente delle risorse e a supporto dell'economia circolare
6) Aiuti a favore di misure di efficienza energetica, compresi cogenerazione, teleriscaldamento e teleraffreddamento	6) Aiuti per la prevenzione o la riduzione dell'inquinamento, non legato ai gas a effetto serra.
7) Aiuti per l'uso efficiente delle risorse e, in particolare, per la gestione dei rifiuti	7) Aiuti per il risanamento di siti contaminati, la riabilitazione di ecosistemi naturali, la protezione o il recupero della biodiversità e per soluzioni naturali all'adattamento climatico
8) Aiuti per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO ₂ , inclusi singoli elementi della catena del sistema di cattura e stoccaggio di CO ₂	8) Aiuti sotto forma di riduzioni fiscali
9) Aiuti sotto forma di sgravi o esenzioni da tasse ambientali	9) Aiuti per la sicurezza della fornitura elettrica
10) Aiuti sotto forma di riduzione dell'onere di finanziamento a sostegno della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10) Aiuti per le infrastrutture energetiche
11) Aiuti per le infrastrutture energetiche	11) Aiuti per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento
12) Aiuti per l'adeguatezza della capacità di produzione	12) Aiuti sotto forma di riduzione di tasse per i consumi elettrici per gli consumatori energy-intensive
13) Aiuti sotto forma di autorizzazioni scambiabili	13) Aiuti per la cessazione delle attività inerenti al carbone a allo shale oil
14) Aiuti per il trasferimento di imprese	14) Aiuti a favore di studi sulla tutela ambientale e l'energia

Fonte: Commissione Europea

per l'efficientamento energetico degli edifici, per il supporto della mobilità pulita, e per il recupero dei siti contaminati e della biodiversità.

Nella categoria degli interventi pubblici a favore della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, la Commissione include tutti gli aiuti il cui scopo primario è la riduzione delle emissioni, senza delineare una lista esaustiva degli ambiti di intervento che possono ricadere nella categoria, proprio per garantire una maggiore flessibilità delle linee guida all'evoluzione delle tecnologie e degli strumenti per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. La Commissione chiarisce comunque che nella categoria rientrano gli aiuti per:

- la produzione di energia da fonti rinnovabili (o a basso contenuto di emissioni)
- l'efficienza energetica
- le tecnologie di cattura, accumulo e utilizzo dell'anidride carbonica

• la riduzione delle emissioni nei processi industriali. Per gli aiuti che ricadono in questa categoria, tutti i costi aggiuntivi sostenuti dal beneficiario per incrementare l'impatto positivo sull'ambiente dell'investimento potranno essere coperti da fondi pubblici.

Gli interventi a favore della decarbonizzazione potranno assumere diverse forme. Tra queste la Commissione include esplicitamente anche i contratti alle differenze, in cui il beneficiario dell'aiuto ha diritto a ricevere la differenza tra un prezzo fisso (*strike price*) e un prezzo di riferimento su un mercato.

La mancanza di provati strumenti alternativi per raggiungere i *targets* di decarbonizzazione, fa presumere alla Commissione l'adeguatezza di misure di aiuto pubblico in questo ambito. Anche la proporzionalità dell'intervento è generalmente assunta, in tutti i casi in cui gli aiuti sono concessi tramite un'asta competitiva a tutti i soggetti idonei.

EEAG (2014-2020)

Le linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (EEAG) sono state introdotte nel 2014 per allineare l'analisi di compatibilità degli aiuti di Stato con la [Strategia Europa 2020](#), e rimarranno in vigore fino alla fine del 2021. Queste linee guida identificano i requisiti di compatibilità (a norma dell'articolo 107(3) del [TFEU](#)) per diverse tipologie di aiuto in ambito energetico o per la tutela ambientale che soddisfano la definizione di aiuto di Stato dell'articolo 107 (1) del TFEU e sono quindi soggetti a notifica alla Commissione ai sensi dell'articolo 108 (3) del TFEU. Oltre a riportare le fattispecie di compatibilità specifiche per alcune categorie di intervento, le linee guida riportano i principi generali per la compatibilità degli aiuti in ambito energetico e ambientale con le regole degli aiuti di Stato. Questi sono riassunti dalla capacità dell'aiuto di contribuire a un interesse comune europeo e di prevenire gli effetti negativi sulla concorrenza e dal soddisfacimento dei criteri di necessità, adeguatezza, effetto di incentivazione, proporzionalità e trasparenza.

L'obbligo di consultazione sulla misura soggetta a notifica è previsto per una durata di 8 settimane se l'aiuto medio annuo previsto dallo schema supera i 150 milioni di euro, o per una durata di 4 settimane se l'aiuto medio annuo non supera i 150 milioni di euro, ma non utilizza un sistema di aste competitive o prevede dei meccanismi di supporto per la generazione energetica o la produzione industriale da fonti fossili.

Tra gli aiuti a favore dell'ambiente rientrano anche le misure per migliorare la *performance* ambientale ed energetica degli edifici. Gli Stati membri potranno infatti combinare gli interventi a favore dell'efficienza energetica negli edifici con interventi di ristrutturazione che contribuiscono a migliorare il profilo energetico degli edifici, come l'installazione di punti di ricarica di infrastrutture di generazione e accumulo per le rinnovabili. La Commissione richiede però dei requisiti minimi di risparmio energetico per questa tipologia di interventi pubblici. Nello specifico, per la ristrutturazione di edifici esistenti è richiesto un risparmio della domanda di energia primaria pari ad almeno il 20%, mentre, per i nuovi edifici, il risparmio energetico richiesto rispetto al livello di consumi stabilito per gli Edifici a Energia Quasi Zero (*Nearly zero Energy Buildings*⁴, NZEB) è pari al 10%. La regola generale prevede poi un'intensità dell'aiuto massima pari al 30% dei costi ammissibili (corrispondenti ai costi aggiuntivi per il raggiungimento della migliore

performance ambientale). Incrementi della soglia massima dell'intensità sono legati all'aumento del livello di risparmio energetico raggiunto con l'intervento o alla dimensione delle imprese beneficiarie degli aiuti.

Nell'ambito della mobilità sostenibile, la Commissione ritiene che il contributo delle attuali politiche, basate ad esempio sulla definizione di standard di emissione per i nuovi veicoli, sia insufficiente per il raggiungimento del *target* di riduzione delle emissioni nei trasporti del 90% entro al 2050 (rispetto al 1990). Nelle linee guida proposte per la revisione, la Commissione dedica quindi una sezione agli aiuti pubblici volti ad eliminare i fallimenti di mercato, quali ad esempio la difficile accessibilità ai mezzi di trasporto ad energia pulita e la scarsa diffusione di stazioni di ricarica e rifornimento, che frenano la crescita della penetrazione dei mezzi a energia pulita.

Gli aiuti per la mobilità sostenibile potranno coprire sia l'acquisto di nuovi veicoli puliti, anche riforniti a gas (GNL o GNC) se alternative più pulite non sono disponibili nel breve termine⁵, che il rinnovo di veicoli esistenti, per fargli raggiungere gli standard qualitativi dei mezzi a energia pulita. Le nuove linee guida prevedono anche la possibilità di interventi pubblici a sostegno dell'installazione di stazioni di ricarica e rifornimento, estendendo gli aiuti anche alle installazioni per la ricarica *smart* o per la

⁴ [Direttiva Europea per la Performance Energetica degli Edifici](#).

⁵ In genere, la Commissione considera come breve termine per questa analisi i quattro anni successivi alla notifica o all'introduzione dell'aiuto.

produzione e lo stoccaggio di elettricità o idrogeno da fonti rinnovabili tramite sistemi annessi alla struttura di rifornimento. Come regola generale, la Commissione richiede l'assegnazione degli aiuti tramite delle procedure di asta competitiva.

Tra gli aiuti a favore dell'ambiente e del clima, la Commissione introduce poi delle sezioni dedicate agli aiuti per la transizione verso un'economia circolare, per la riduzione dell'inquinamento e delle emissioni dei gas diversi da quelli a effetto serra, e a sostegno della riabilitazione degli ecosistemi naturali e della protezione della biodiversità.

Un'apposita sezione è invece dedicata agli aiuti sotto forma di riduzioni delle tasse o dei prelievi parafiscali, distinguendo tra:

- aiuti sotto forma di riduzioni di tasse ambientali, per limitare lo svantaggio competitivo creato per alcuni settori ad alta intensità energetica dalla tassazione ambientale (in linea con quanto previsto anche dalle EEAG, sezione 3.7.1)
- aiuti sotto forma di riduzioni nella tassazione per i soggetti che si impegnano in progetti con un impatto positivo sull'ambiente (non inclusi nelle EEAG).

Per i settori ad alta intensità energetica, la Commissione dedica un'ulteriore sezione agli aiuti volti a limitare la tassazione dei consumi elettrici, per limitare il rischio che le imprese attive in questi settori scelgano di spostarsi al di fuori dell'Unione Europea per ridurre i costi legati ai consumi elettrici.

GLI AIUTI PER IL SISTEMA ENERGETICO

Gli aiuti a favore del sistema energetico includono gli interventi pubblici per sostenere la sicurezza della fornitura elettrica, gli investimenti nelle infrastrutture energetiche, la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento/teleraffreddamento e la chiusura degli impianti a carbone o a *shale oil*.

Le disposizioni per gli aiuti a sostegno della sicurezza della fornitura elettrica riportate nelle nuove linee guida sono generalmente allineate con quanto previsto dalle EEAG, ma incorporano le più recenti evoluzioni della pratica decisionale della Commissione e gli sviluppi nelle regolazioni settoriali successivi all'entrata in vigore delle EEAG. Nella nuova sezione dedicata a questi

interventi, la Commissione specifica che gli aiuti pubblici per i meccanismi di capacità e per la remunerazione delle interrompibilità rientrano nell'ambito di applicazione delle linee guida per gli aiuti di Stato visto che contribuiscono alla gestione della sicurezza della fornitura di energia nel lungo e nel breve termine, rispettivamente. Anche gli investimenti pubblici nei sistemi di stoccaggio e di riserva di rete o per i meccanismi di demand response, mirati a ridurre eventuali carenze elettriche sulla linea di trasmissione o di distribuzione, sono esplicitamente considerati dalla Commissione nelle linee guida.

Per valutare il soddisfacimento del requisito di necessità, la Commissione ritiene che l'analisi dovrà essere basata sugli studi di adeguatezza condotti da ENTSO-E e dai soggetti incaricati negli Stati membri. Gli Stati membri dovranno comunque provare quali fallimenti non permettono di raggiungere lo standard di adeguatezza in mancanza dell'aiuto pubblico. Nell'analisi dell'adeguatezza dello strumento pubblico proposto, gli Stati membri dovranno invece mostrare di aver prima considerato degli strumenti di mercato per incrementare la sicurezza del sistema, quali ad esempio il miglioramento del funzionamento del mercato degli sbilanciamenti, una maggiore integrazione nel sistema della generazione non programmabile o la rimozione di barriere agli scambi con l'estero.

La Commissione ritiene che, per non aggravare i fallimenti di mercato e per assicurare che la portata dell'aiuto sia minima, i costi per la sicurezza delle forniture elettriche dovrebbero essere sostenuti dai soggetti che contribuiscono alla creazione della necessità dell'intervento, come, ad esempio, i consumatori finali di energia elettrica nelle ore di punta della domanda elettrica.

Gli aiuti per la sicurezza della fornitura elettrica dovranno essere soggetti a una consultazione pubblica di 8 settimane, se prevedono un supporto medio annuo superiore ai 100 milioni di euro, o di 4 settimane, se prevedono un trasferimento inferiore ai 100 milioni di euro annui, ma non sono assegnati tramite una procedura di asta competitiva o coinvolgono il supporto a sistemi di generazione basati su fonti fossili.

Gli interventi pubblici per le infrastrutture di rete nel mercato elettrico e del gas possono generalmente essere esclusi dall'ambito di applicazione delle regole degli aiuti di Stato perché di norma godono del regime di monopolio legale o naturale.

Gli aiuti a favore delle infrastrutture energetiche discussi nelle linee guida sono quindi limitati alle infrastrutture che non godono di un regime di monopolio. In questo ambito, le nuove linee guida ampliano le categorie di infrastrutture considerate includendo esplicitamente le reti di trasporto e i sistemi per lo stoccaggio, lo scambio e la trasformazione dell'idrogeno, e le infrastrutture dedicate ad altre tecnologie emergenti. Vengono invece escluse dalle infrastrutture considerate nelle nuove linee guida quelle legate alle fonti fossili e in particolare al petrolio.

Nel caso specifico degli investimenti nelle infrastrutture del gas (se esenti dal regime di monopolio), la Commissione non esclude un possibile esito positivo della valutazione della compatibilità dell'intervento con le regole degli aiuti di Stato se l'infrastruttura oggetto dell'intervento potrà essere utilizzata per l'idrogeno, o per gas e combustibili rinnovabili di origine non biologica. Con la richiesta di contemplare un utilizzo alternativo della rete gas, la Commissione intende evitare il rischio di un *lock-in* tecnologico per le infrastrutture gas.

Confermate le indicazioni per gli aiuti pubblici a favore dei sistemi di teleriscaldamento/teleraffreddamento, che, come nelle EEAG attualmente in vigore, saranno possibili per i sistemi efficienti dal punto di vista energetico, ovvero sistemi che utilizzano almeno il 50% di energia rinnovabile, o il 50% di calore di scarto, o il 75% di calore da cogenerazione o almeno il 50% della combinazione di tale energia e calore.

A differenza di quanto previsto dalle EEAG, le nuove linee guida si allineano però con la Comunicazione sul [Piano di Investimenti per un'Europa Sostenibile](#) e con quanto già anticipato dai modelli di

orientamento sui PNRR ([Newsletter 252](#)), dando la possibilità agli Stati membri di contribuire alla realizzazione di impianti di teleriscaldamento/teleraffreddamento non ancora efficienti dal punto di vista energetico, ma con l'impegno di raggiungere lo standard di efficienza entro tre anni dal primo intervento.

Infine, la Commissione introduce una sezione dedicata agli aiuti a sostegno della chiusura degli impianti per la generazione di energia basati sull'utilizzo di carbone o *shale oil* e, potenzialmente, della cessazione delle attività estrattive legate a queste fonti.

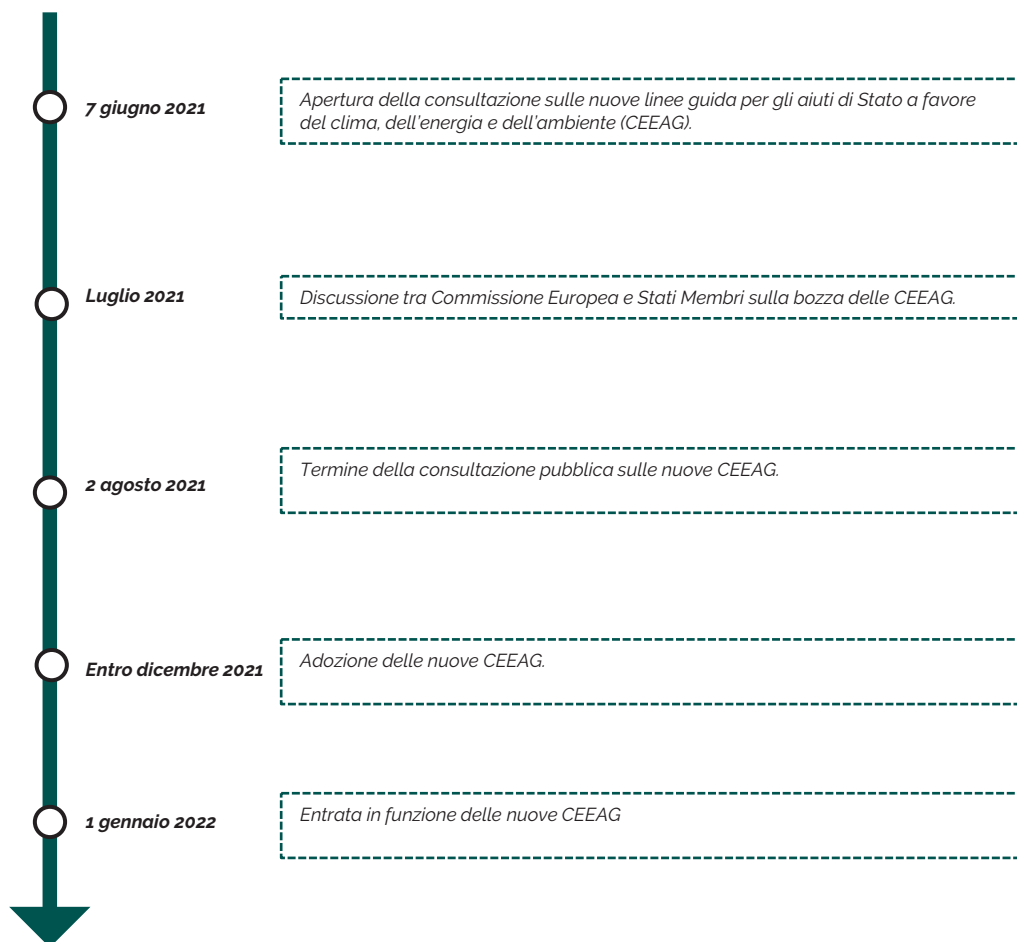
Nello specifico le linee guida identificano due possibilità di intervento:

- la prima, prevede la possibilità di compensare la chiusura preventiva delle attività redditive andando a coprire i mancati guadagni
- la seconda, prevede invece la copertura dei costi sociali e ambientali legati alla chiusura di attività non competitive per la generazione di energia da carbone o *shale oil*.

I PROSSIMI PASSI

La proposta di revisione delle linee guida rimarrà in consultazione pubblica fino al 2 agosto 2021. Nel mentre, la Commissione Europea discuterà il contenuto della proposta direttamente con gli Stati membri. Il testo definitivo delle nuove linee guida dovrà essere poi approvato e adottato entro la fine dell'anno per entrare in vigore dall'inizio del 2022 in concomitanza con la scadenza delle attuali linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia (**Figura 1**).

FIGURA 1. CRONOLOGIA DEI PASSI PER L'ENTRATA IN FUNZIONE DELLE NUOVE LINEE GUIDA



Fonte: elaborazioni REF-E su informazioni CE

Green Deal, in arrivo il nuovo pacchetto di riforme *Fit for 55*

La Commissione Europea ha annunciato che presenterà il 14 luglio il Fit for 55 package, il pacchetto di riforme normative necessarie a realizzare i nuovi e ambiziosi obiettivi stabiliti dal Green Deal. Tra i provvedimenti più attesi vi saranno la revisione dell'Emission Trading System per adattarlo al nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 del 55%, e l'introduzione del Carbon Border Adjustment Mechanism, il meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera che richiederebbe agli importatori di pagare per il contenuto di emissioni di CO₂ di tutti i beni che importano all'interno dell'unione doganale dell'UE.

La Commissione Europea ha annunciato che presenterà il 14 luglio il *Fit for 55 package*. Si tratta del pacchetto di riforme normative necessarie a realizzare i nuovi e ambiziosi obiettivi stabiliti dal *Green Deal* e, in particolare, dalla nuova legge europea sul clima¹ e dal 2030 *Climate Target Plan*². Nel *Fit for 55* saranno incluse tutte le misure che erano state annunciate dal Programma di lavoro 2021 della Commissione ([Newsletter 254](#)) per il secondo semestre di quest'anno, mentre la revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia e la revisione del terzo pacchetto Energia sul gas, per la regolamentazione dei mercati del gas decarbonizzati e competitivi, verranno, come da programma, presentate nel quarto trimestre.

Il pacchetto di riforme, fortemente atteso, è una delle revisioni politiche più ambiziose nella storia dell'UE, secondo le parole della Commissaria europea all'Energia Kadri Simson, e andrà ad allineare le norme del "*Clean energy package for all Europeans*" al nuovo obiettivo di riduzione del 55% dei livelli di emissioni (rispetto al 1990) sancito dalla legge europea sul clima. Durante il suo discorso all'incontro della commissione ITRE (Commissione per l'industria, la ricerca e l'energia) sul *Fit for 55*, la commissaria Simson ha dichiarato che il pacchetto includerà non meno di 12 proposte legislative, tra cui i temi più caldi sono il rafforzamento e l'estensione dell'*Emission Trading System* (ETS), la revisione delle direttive sull'energia rinnovabile (RED II) e sull'efficienza energetica (EED), la revisione

della direttiva sulla tassazione dell'energia e il molto discusso meccanismo di aggiustamento del carbonio alle frontiere (*Carbon Border Adjustment Mechanism* - CBAM).

REVISIONE DELL'ETS: LA PROPOSTA DEI VERDI E LE MODIFICHE IN VISTA

La revisione dell'ETS è forse il provvedimento più importante del *Fit for 55*, in quanto lo schema rappresenta la pietra miliare della legislazione europea sul clima fin dalla sua istituzione nel 2005 e copre attualmente il 40% delle emissioni di gas serra dell'Unione Europea. Gli ambiti di intervento chiave al vaglio della Commissione sono l'azzeramento dei permessi distribuiti gratuitamente, la revisione delle regole di funzionamento della riserva stabilizzatrice di mercato (*Market Stability Reserve* - MSR) e l'estensione dell'ETS ad altri settori, in particolare al trasporto marittimo, al trasporto stradale e all'edilizia. Riguardo ai nuovi settori di interesse, sebbene la Commissione abbia recentemente ribadito che il lavoro sulle proposte da presentare a luglio è ancora in corso e che nessuna decisione finale è stata presa, la Commissaria Simson, durante il suo discorso alla *AmCham EU Transatlantic Conference*, ha menzionato la "proposta di estensione dell'ETS a settori quali l'edilizia e il trasporto su strada". L'inclusione di questi settori è tuttavia vista con sfavore dal gruppo dei Verdi al Parlamento Europeo, che hanno recentemente avanzato il loro *position paper* sulla revisione dell'ETS.

¹ Proposta modificata di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima), COM/2020/563 final.

² Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa Investire in un futuro a impatto climatico zero nell'interesse dei cittadini, COM/2020/562 final.

TAGS: Climate and environment, decarbonisation, energy policy, ets, eu policy, europe, european commission, green deal, guidelines, public policy, regulation

TABELLA 1. FIT FOR 55 PACKAGE: PROVVEDIMENTI ATTESI

Introduzione del "Fit for 55 Package" il 14/07/2021	
Linee guida, regolamenti, standard e iniziative	Revisione del sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS), inclusa la revisione della direttiva sull'EU ETS concernente i settori dell'aviazione e marittimo
	Revisione del regolamento relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura
	Revisione del regolamento sulla condivisione degli sforzi
	Modifica della direttiva sulle energie rinnovabili volta ad attuare l'ambizioso nuovo obiettivo climatico per il 2030
	Modifica della direttiva sull'efficienza energetica volta ad attuare l'ambizioso nuovo obiettivo climatico per il 2030
	ReFuelEU Aviation - carburanti sostenibili per l'aviazione
	FuelEU Maritime - spazio marittimo verde europeo
	Revisione della direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi
	Revisione del regolamento che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO ₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi
	Meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM)
	Proposta relativa al CBAM come risorsa propria
	Revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici
	Revisione del sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS) - proposta relativa all'ETS come risorsa propria

Fonte: EU Parliament, Karlsruhe Chamber of Commerce and Industry

La proposta dei Verdi parte dal presupposto che sia necessaria una riduzione delle emissioni di almeno il 65% e non del 55% rispetto ai livelli del 1990 per contenere l'aumento della temperatura entro 1.5°C, e ambisce a una riforma del sistema ETS concentrata su tre priorità: mantenere un livello di prezzo adeguatamente elevato, includere i settori che meglio si adattano al mercato dei permessi di emissione e che, attraverso quest'ultimo, possono efficacemente abbattere le loro emissioni, e infine fornire gli incentivi corretti agli operatori del mercato.

Il *paper* insiste innanzitutto sulla necessità di sostenere il prezzo, e a tale scopo propone di agire principalmente sull'offerta dei permessi. Infatti, l'eccesso di offerta ha portato ad accumulare un surplus di permessi negli anni, accresciuto ulteriormente dalla crisi economica dovuta alla pandemia, che tende a mantenere il prezzo su livelli troppo bassi e andrebbe pertanto riassorbito completamente (come si è cercato di fare, negli ultimi anni, con la *Market Stability Reserve*). I principali provvedimenti richiesti a sostegno del prezzo sono:

- una riduzione *one-off* del tetto di emissioni al 2023
- un aumento più deciso del *Linear Reduction Factor* (LRF), vale a dire il coefficiente del quale il livello massimo di emissioni viene ridotto ogni anno (stimando che l'aumento necessario

potrebbe portare fino a un LRF del 5.8%)

- una riforma della *Market Stability Reserve* che preveda la rivalutazione della soglia che attiva la riserva, l'innalzamento del tasso di assorbimento dei permessi che vengono ritirati tramite il meccanismo e la cancellazione dei permessi ritirati dal mercato dopo 5 anni di permanenza nella MSR
- l'introduzione di un prezzo minimo per i permessi (che diventerà quindi la base delle aste), che venga accresciuto ogni anno a partire da almeno 50 euro, fino a raggiungere i 150 euro al 2030
- l'abolizione della quasi totalità dei permessi distribuiti gratuitamente, in quanto, sostiene il gruppo, molti settori quali l'aviazione intra-UE godono di questa misura agevolata senza essere davvero soggetti al rischio di *carbon leakage*, cioè al rischio che la domanda si rivolga all'estero per aggirare il costo delle emissioni
- l'introduzione tempestiva del *Carbon Border Adjustment Mechanism*, che vada a sostituire gradualmente, entro il 2026, tutte le altre misure di protezione dei settori soggetti al *carbon leakage*. Il prezzo del carbonio stabilito dal CBAM dovrebbe rispecchiare il prezzo dell'ETS, e tutti i proventi dovrebbero essere spesi in azioni per il clima.

Il secondo obiettivo della proposta è di selezionare i settori corretti, cioè quelli per i quali l'inclusione nell'ETS costituirebbe un metodo efficace per

abbattere gli elevati livelli di emissioni, A tale scopo, i Verdi chiedono di:

- non includere i settori del trasporto su strada e dell'edilizia, in quanto hanno una scarsa elasticità al prezzo, cioè settori nei quali la domanda e l'offerta variano in maniera molto ridotta all'aumento del prezzo. I benefici attesi, di conseguenza, sarebbero scarsi, poiché soltanto pochi consumatori riorienterebbero le loro scelte a fronte di un prezzo più elevato, mentre il rischio di contraccolpo è significativo, in quanto si andrebbero a colpire principalmente gli strati sociali in maggiore difficoltà, che non hanno flessibilità nelle loro scelte di consumo. Possibili alternative sarebbero il rafforzamento degli standard europei, la revisione della direttiva sulla tassazione in questi settori, e gli schemi di incentivi a livello nazionale
- escludere dall'ambito ETS anche i pozzi di assorbimento del carbonio, non andando così a sovrapporsi, o peggio a contrastare, la direttiva sull'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e della silvicoltura (LULUCF), che già regola l'uso dei pozzi naturali quali le foreste
- non reintrodurre i crediti internazionali nell'ETS, cioè i permessi di emissione internazionali stabiliti attraverso il Protocollo di Kyoto del 1997. Infatti, questi permessi hanno tendenzialmente un costo più basso di quelli dell'ETS, e accrescono ulteriormente l'offerta e il conseguente surplus
- includere l'aviazione nella sua interezza (domestica, intra-UE, e internazionale) e il trasporto marittimo (associato a una revisione degli obiettivi e standard di efficienza nel settore). In aggiunta, andrebbero regolati gli impatti non relativi alla CO₂ e abolite le allocazioni gratuite in questi settori
- includere nell'ETS anche le emissioni da biomassa.

L'ultimo pilastro della proposta riguarda gli incentivi da fornire agli operatori di mercato attraverso l'ETS. Si chiede infatti di spendere in azioni per il clima e in politiche redistributive tutti i ricavi dell'ETS (che verrebbero accresciuti dal mettere all'asta tutti i permessi) e di creare un nuovo fondo dall'inclusione del trasporto navale e dell'aviazione, accelerando la spesa di questi proventi.

CARBON BORDER ADJUSTMENT MECHANISM: STIMOLO ALLA DECARBONIZZAZIONE INTERNAZIONALE?

Un'altra misura attesa per il 14 luglio è l'introduzione di un meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera UE, un tema che ha già stimolato un fervente dibattito internazionale poiché applicherebbe, di fatto, dei dazi sulle importazioni sulla base del loro contenuto di emissioni di CO₂. Lo scopo esplicito dell'introduzione di un tale meccanismo è porre le imprese dell'Unione Europea sullo stesso piano delle aziende straniere che operano in paesi con nessuna o blande politiche di riduzione delle emissioni, evitando così che esse subiscano una concorrenza sleale attraverso il fenomeno del *carbon leakage*. Il CBAM dovrebbe sostituire, pertanto, le altre disposizioni che mirano a proteggere le imprese europee da questo rischio. Auspicabilmente, un dazio per il contenuto di carbonio alla frontiera dovrebbe inoltre stimolare i partner commerciali dell'UE a intraprendere politiche di decarbonizzazione. Infatti, la tariffa implicita sulle importazioni verrebbe applicata a tutti i paesi al di fuori dell'unione doganale che non hanno un prezzo del carbonio paragonabile a quello europeo. Il vicepresidente della Commissione Europea Frans Timmermans ha affermato, tuttavia, che il meccanismo potrebbe prevedere un'esenzione per i paesi più poveri, in linea con i principi del *Green Deal* secondo cui la transizione deve essere equa e giusta, e perciò non lasciare indietro proprio coloro che si trovano già in una situazione di maggiore difficoltà.

Secondo quanto trapelato fin ora, il CBAM dovrebbe entrare in vigore dal 2023 e attraversare una fase transitoria per arrivare all'implementazione a pieno regime nel 2026; i meccanismi della fase transitoria aiuterebbero a evitare un carico burocratico eccessivo sugli importatori e una distorsione dei flussi commerciali nel breve periodo. Il CBAM dovrebbe interessare inizialmente l'energia elettrica, la siderurgia, l'alluminio, il cemento e i fertilizzanti, con una possibile estensione successiva ad altri settori. Le emissioni considerate nel CBAM sarebbero non solo quelle dirette, che includono le emissioni legate al riscaldamento e al raffreddamento associati al processo produttivo, ma anche quelle indirette, quali ad esempio

l'energia elettrica consumata dall'impresa nella produzione del bene oggetto di importazione. Il CBAM, sempre secondo quanto trapelato, andrebbe a istituire un'autorità alla quale gli importatori dovrebbero fornire i dati necessari sui beni da loro importati, incluso il tipo di bene, la quantità, il paese di origine, le emissioni contenute nel bene (secondo il metodo di calcolo che verrà esplicitato nel regolamento) e un identificativo unico assegnato dall'Autorità stessa. Gli importatori dovrebbero poi acquistare dei certificati digitali, validi ciascuno per una tonnellata di CO₂ emessa in associazione alla produzione del bene importato, il cui prezzo sarà legato al prezzo dei permessi di emissione dell'EU ETS. I permessi CBAM dovrebbero essere consegnati entro il 31 maggio di ogni anno, sulla base delle emissioni connesse alle importazioni dell'anno prima, attraverso un meccanismo simile alla verifica di emissioni dell'ETS. Come per l'ETS, i dichiaranti che non consegnano i certificati dovuti entro la data sopra citata saranno esposti a una multa, che comunque non li esonererebbe dall'obbligo di consegnare i permessi. Nella prima fase transitoria, il prezzo dei permessi CBAM dovrebbe essere pagato direttamente alle autorità doganali, che avrebbero poi l'obbligo di comunicare i suddetti importi alla Commissione. Per tenere conto dei meccanismi di *pricing* del carbone eventualmente presenti in altri paesi, gli importatori avranno la possibilità di dichiarare quanto già pagato nel paese di origine del bene, tramite la certificazione di un revisore esterno indipendente, e di ottenere una riduzione equivalente in termini di permessi CBAM da consegnare. A tale scopo, viene lasciata aperta la possibilità per la Commissione di concludere accordi settoriali con paesi terzi per prendere in considerazione direttamente i loro meccanismi di *carbon pricing*. Laddove venissero mantenute delle allocazioni gratuite di permessi ETS all'interno dell'Unione, sarebbe ridotto equivalentemente il numero di certificati richiesti dal CBAM per lo stesso tipo di beni. Come già accennato, il prezzo dei certificati CBAM sarà collegato al prezzo dei certificati ETS, e in particolare, dovrebbe essere calcolato usando la media dei prezzi di chiusura delle aste settimanali dei permessi ETS che si tengono sulle apposite piattaforme, applicando

alla settimana corrente la media dei prezzi della settimana precedente. I proventi della vendita di certificati andrebbero a coprire i costi dell'autorità del CBAM e, per tutti i ricavi in eccesso, confluire nel budget dell'UE. La Commissione dovrà poi pubblicare degli atti di implementazione per dettagliare le metodologie specifiche da utilizzare nel sistema.

Le linee generali del meccanismo lasciano per ora aperti diversi quesiti, in attesa della pubblicazione della proposta ufficiale da parte della Commissione, che questo mese ha ribadito che nessuna decisione definitiva è ancora stata presa. Innanzitutto, il meccanismo è pensato specificamente per affrontare in modo unitario e organico il rischio di *carbon leakage*, e pertanto le allocazioni gratuite di permessi all'interno dell'ETS dovrebbero essere abolite in concomitanza, secondo il principio che una stessa tonnellata di CO₂ non deve essere protetta due volte. La rimozione delle allocazioni gratuite sarebbe anche requisito necessario per la compatibilità del sistema con le regole stabilite dall'Organizzazione Mondiale del Commercio (*World Trade Organization* - WTO), sebbene il Parlamento Europeo abbia per ora espresso parere contrario all'eliminazione di queste allocazioni per l'industria, e resta da definire con quale tempistica, in relazione alla fase transitoria del CBAM, verranno eliminate queste allocazioni. Inoltre, il CBAM ha scatenato un forte dibattito tra i paesi partner dell'UE. Il meccanismo sarebbe, di per sé, compatibile con le regole della WTO, che prescrivono un trattamento equo dei prodotti domestici e quelli importati; tuttavia, l'UE dovrà collaborare strettamente con i suoi partner commerciali per evitare una disputa tariffaria. Infatti, a pagare il prezzo del CBAM sarebbero principalmente i paesi vicini dell'UE. Sebbene i funzionari europei abbiano recentemente dichiarato che si vedono chiari segni di un movimento verso politiche climatiche più stringenti da parte di paesi extra-UE, proprio per cercare di minimizzare gli effetti del CBAM, non è da escludere una forte reazione, anche simbolica, di questi paesi, all'applicazione di quello che è, di fatto, un dazio doganale molto importante. Il rischio, in conclusione, è che si provochi un polverone internazionale senza ottenere benefici concreti e rilevanti in termini di azione per il clima.

03

GARE

GAS

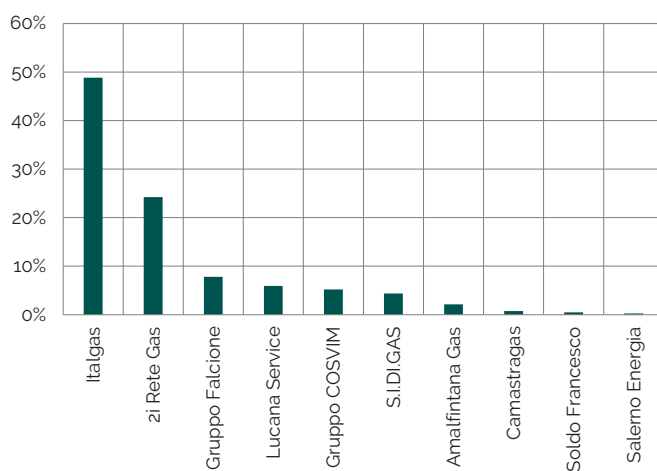
Monitoraggio gare gas

BANDI DI GARA

- Il 18 maggio è stato pubblicato il bando di gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas nell'ATEM **TRIESTE**. L'ATEM comprende 6 Comuni, circa 120 mila PDR, con una densità di 163 PDR/km per un valore di RAB pari a 115 milioni di euro. Con la delibera [63/2020/R/GAS](#), l'ARERA aveva approvato una differenza VIR/RAB superiore al 10% per il comune di Sgonico, che rappresenta circa l'1% della RAB totale. Nonostante ciò, il valore del VIR è di 107 milioni di euro, circa il 7% inferiore al valore della RAB. I dipendenti che dovranno essere assunti dal nuovo concessionario sono circa 79. Attualmente, il principale *incumbent* presente nell'ATEM **TRIESTE**, con una quota di mercato del 94%, è Aceagas (appartenente al gruppo Hera). Quest'ultimo risulta essere l'unico operatore nell'ATEM confinante possedendo una quota di mercato pari al 100%. L'operatore che possiede la rimanente quota di mercato del 6% nell'ATEM **TRIESTE** è Italgas.
- Il termine per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **LA SPEZIA** è stato posticipato dal 9 luglio al 15 ottobre 2021 con aperture delle buste fissata per il 18 ottobre. Il bando di gara, con un valore di oltre 200 milioni di euro, prevede l'assegnazione di circa 11 mila PDR distribuiti in 30 Comuni. L'operatore uscente, con una quota di mercato del 100% è Italgas.
- È stato prorogato di un anno anche il termine per la presentazione delle domande alla procedura ristretta per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas nell'ATEM **POTENZA 2** (dal 30 giugno 2021 al 30 giugno 2022). La proroga sarebbe stata necessaria in quanto è ancora in corso il procedimento di verifica da parte dell'Autorità di Regolazione dello scostamento VIR/RAB > del 10 %. È stata inoltre posticipata al 1° giugno 2023 la data di affidamento del primo impianto di distribuzione. La gara d'ambito, che prevede l'assegnazione di circa 60 mila PDR distribuiti in 60 Comuni, vede come principali

operatori Italgas, 2i Rete Gas e Gruppo Falcione con una quota di mercato rispettivamente del 49%, 24% e 8%.

FIGURA 1. QUOTE DI MERCATO DISTRIBUTORI
ATEM POTENZA 2

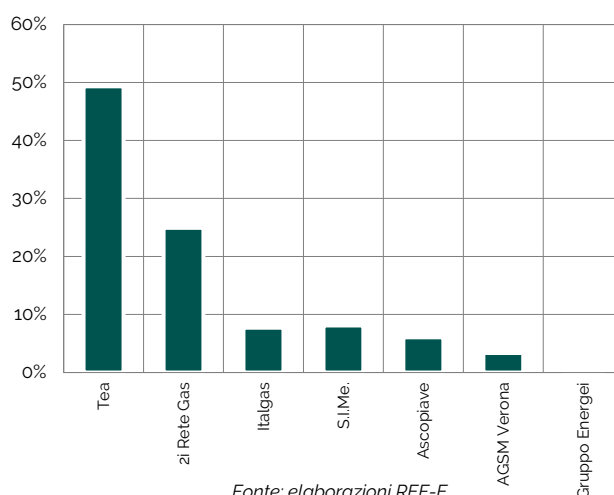


- L'Autorità di Regolazione ha segnalato di aver ricevuto il 3 giugno 2021, dal Comune di Chiavari, la documentazione relativa al bando di gara per l'ATEM **GENOVA 2**. La data presunta per il completamento dell'iter di analisi della documentazione di gara da parte dell'Autorità è prevista per il 2 luglio 2021. L'ATEM conta circa 110 mila PDR distribuiti in 29 Comuni. Gli unici operatori a gestire il servizio di distribuzione sono Italgas con una quota di mercato pari al 90% e 2i Rete Gas per la restante parte.
- Secondo quanto pubblicato dal Comune di Villafranca, il termine per la presentazione delle domande di partecipazione alla gara d'ambito dell'ATEM **VERONA 2**, è stato posticipato dal 30 giugno 2021 al 30 giugno 2022 con l'affidamento del primo impianto previsto per il giugno 2023. Il termine per la presentazione delle domande, dalla data della sua pubblicazione (dicembre 2016) è stato prorogato per la quinta volta. Il bando, che prevede l'assegnazione di circa 151 mila PDR, vede come principali gestori uscenti Erogasmet, Gigas Rete e Rete Monica con una quota di mercato rispettivamente del 13%, 33% e 18%.

M&A

- Potrebbero aprirsi nuove opportunità nell'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale dell'ATEM **MANTOVA 1**. Secondo una notizia apparsa qualche settimana fa sul quotidiano locale e poi confermata dal sindaco della città, sembra, infatti, che la società Tea SpA (controllata da Sei-Servizi Energetici) stia valutando una possibile cessione delle reti attualmente gestite. Tea SpA con una quota di PDR gestiti pari al 50%, risulta il maggior operatore dell'ATEM **MANTOVA 1**. Seguono 2i Rete Gas, Italgas e Società Impianti Metano (S.I.Me) con una quota di mercato pari rispettivamente al 25% e 8% (**Figura 2**). Soggetti interessati potrebbero essere quelli che operano attualmente nell'ATEM ricordando tuttavia che, nel caso di superamento delle soglie di fatturato previste dall'AGCM, l'operazione di concentrazione deve essere comunicata preventivamente all'Antitrust, che non vede favorevolmente le concentrazioni all'interno degli ATEM in grado di ridurre il numero dei potenziali partecipanti.
- 2i Rete Gas, ottemperando alle condizioni poste dall'Antitrust per l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Infrastrutture Distribuzione Gas (gruppo Edison), ha predisposto la vendita del ramo d'azienda che comprende circa 30 mila PDR nei Comuni di Anzio e Nettuno appartenenti all'ATEM **ROMA 4**. L'operazione di concentrazione dei due operatori avrebbe, infatti, potuto produrre effetti restrittivi della concorrenza andando a limitare il livello di competitività nell'ATEM **ROMA 4**. 2i Rete Gas ha pertanto indetto, tramite avviso

FIGURA 2. QUOTE DI MERCATO DISTRIBUTORI ATEM MANTOVA 1



pubblico, una procedura di vendita della totalità delle partecipazioni di una società neocostituita a cui sarà affidato il servizio di distribuzione del gas naturale nei suddetti Comuni. Il valore annuo del servizio ammonta a circa 3 milioni di euro, per un totale di 267 km di rete di distribuzione del gas e 9 dipendenti. La manifestazione d'interesse non vincolante, completa di dichiarazione che attesta il possesso dei requisiti, deve essere inviata entro il 16 giugno 2021. L'accesso a tutta la documentazione sarà consentito dal 17 giugno al 16 luglio, termine entro il quale dovrà avvenire la presentazione delle offerte vincolanti che saranno valutate dall'Antitrust. Nel caso di più offerte idonee e superiori al prezzo minimo (definito dall'Antitrust e che resterà segreto fino a conclusione di tutta la procedura), 2i Rete Gas potrà invitare i concorrenti a presentare delle nuove offerte.

FIGURA 3. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)

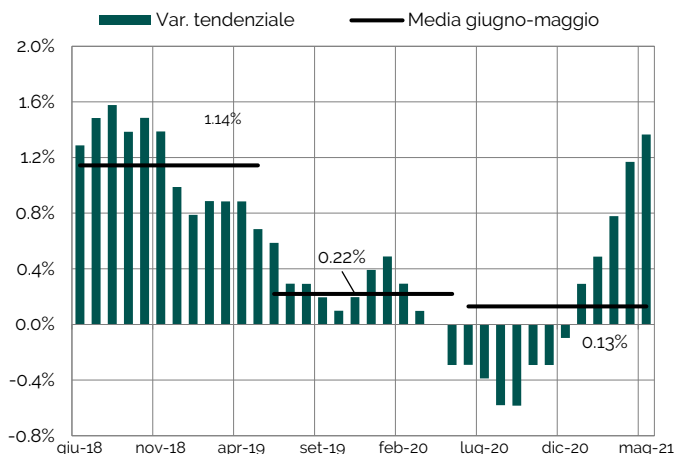
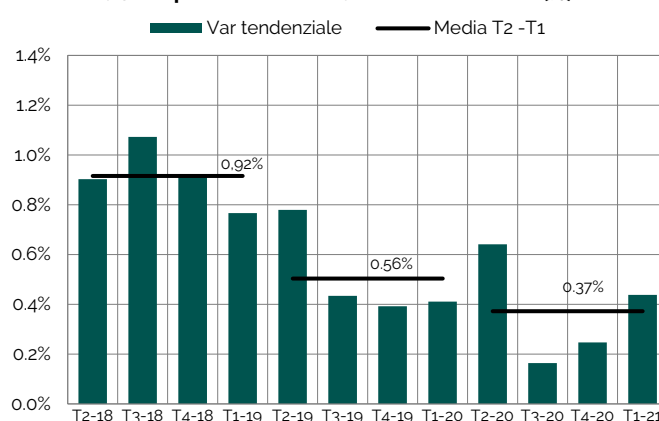


FIGURA 4. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Gestori uscenti	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	Italgas (100%)	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		Italgas (4%), 2i Rete Gas (0.2%), Unareti (95%)	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
5	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	Italgas (100%)	2i Rete Gas

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	

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	15/10/2021	BASSO
2	RIMINI	572/2020/R/gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/12/2021	BASSO
3	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	31/03/2022	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	MEDIO
2	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	MEDIO
3	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/09/2021	ALTO
4	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
5	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
6	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	MEDIO
7	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2021	ALTO
8	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
9	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	ALTO
10	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2022	ALTO
11	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2022	ALTO
12	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
13	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
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	FORLI-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	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO
9	BIELLA		485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
10	ROMA 2		502/2020/R/gas	NO		BASSO
11	ROMA 4		503/2020/R/gas	NO		BASSO
12	PORDENONE		504/2020/R/gas	NO		BASSO
13	MODENA 2	in corso				BASSO
14	TORINO 5	in corso				BASSO
15	CUNEO 1		571/2020/R/gas	NO		BASSO
16	COMO 3		108/2021/R/gas	NO		BASSO
17	ANCONA		76/2021/R/gas	NO		MEDIO
18	GENOVA 2	in corso		NO		BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESE

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 28/06/2021



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Greta Sala, 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, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SR INVESTIMENTI, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

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

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di 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 u.s.
via Viancenzio Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967