

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

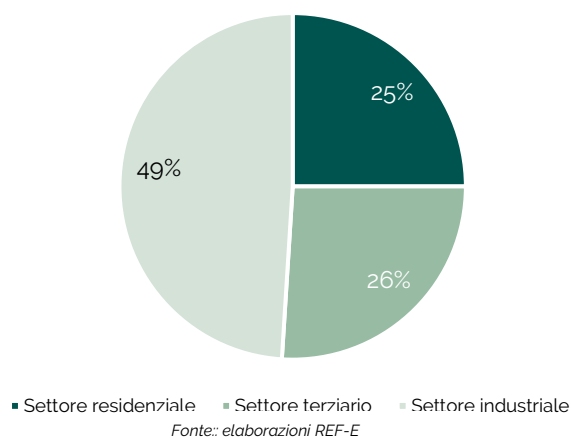


TABELLA 2. VOLL PER SETTORE

	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.