



Memoria Audizione ARERA

**Ciclo di incontri con gli stakeholder in vista
della definizione del Quadro strategico ARERA
2026-2029**

12 maggio 2026

Nel quadro di una transizione energetica sempre più complessa, la **regolazione dei mercati** assume una funzione determinante per garantire sicurezza, efficienza, sostenibilità e competitività del sistema. Per Confindustria, il ruolo della regolazione deve contribuire a costruire un assetto capace di tutelare tutti gli attori coinvolti - consumatori, imprese, operatori infrastrutturali e soggetti attivi della domanda - assicurando al contempo segnali economici coerenti con gli investimenti necessari alla trasformazione del sistema energetico nazionale.

Il contesto europeo resta caratterizzato da una **fase di marcata instabilità**. La crisi attuale non rappresenta una mera riproposizione di quella del 2022-2023, ma una nuova configurazione della vulnerabilità energetica europea. Tale vulnerabilità si riflette in modo particolarmente evidente sul sistema italiano. **Ad aprile 2026 il prezzo medio dell'energia elettrica in Italia si è ridotto a 119,47 €/MWh**, dai 143,40 €/MWh di marzo. La flessione è rilevante, **ma non sufficiente a colmare il divario con gli altri principali mercati europei**: nello stesso periodo la Germania si è attestata a 78,52 €/MWh, la Francia a 39,80 €/MWh e la Spagna a 42,44 €/MWh. Il differenziale resta dunque molto significativo, con un prezzo italiano superiore di circa 41 €/MWh rispetto alla Germania, di quasi 80 €/MWh rispetto alla Francia e di circa 77 €/MWh rispetto alla Spagna. Si tratta di uno scarto che incide direttamente sulla competitività delle imprese, in particolare dei settori industriali maggiormente esposti al costo dell'energia e alla concorrenza internazionale. A determinare tale dinamica contribuiscono il **prezzo del gas TTF, collocato intorno ai 46 €/MWh**, e il **prezzo della CO₂, pari a circa 73 €/tonnellata**, che continuano a incidere sul costo marginale della generazione termoelettrica.

Alla luce di questi elementi, l'**azione di ARERA** assume una rilevanza strategica. L'Autorità può contribuire in modo decisivo a rendere il sistema energetico italiano più efficiente, più resiliente e meno penalizzante per il tessuto produttivo, intervenendo sui meccanismi regolatori che incidono sulla formazione dei costi, sull'accesso alle infrastrutture, sulla qualità dei segnali di mercato e sulla valorizzazione delle risorse di flessibilità. In questa prospettiva, la regolazione deve essere orientata a ridurre le inefficienze strutturali, promuovere una maggiore integrazione tra mercati, reti e domanda, e favorire investimenti coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione senza compromettere la competitività industriale.

In tale prospettiva, Confindustria ritiene che il confronto con ARERA rappresenti un passaggio fondamentale per **individuare soluzioni regolatorie** capaci di coniugare sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità ambientale e competitività economica. La transizione energetica potrà essere efficace solo se accompagnata da un assetto regolatorio che riduca i differenziali di costo rispetto ai competitor europei, abiliti gli investimenti industriali, promuova nuove filiere nazionali e valorizzi il ruolo attivo delle imprese nella gestione del sistema energetico.

Si riportano di seguito alcuni elementi puntuali di proposta per il nuovo collegio.

1. Attuazione rapida delle misure contenute nel DL Bollette 2026

Il Decreto-Legge 20 febbraio 2026, n. 21 ha ampliato il novero degli interventi per affrontare il costo dell'energia, con **misure strutturali** che abbiamo definito storiche perché vanno a ridurre il valore dell'ultimo kWh o metro cubo accettati sul mercato, con effetti sul sistema marginale di formazione del prezzo. Riteniamo fondamentale che le misure del DL Bollette siano attuate quanto prima per poter portare benefici ai consumatori industriali. Chiediamo in particolare all'ARERA di aggiornare il quadro di riferimento partendo dalle seguenti disposizioni:

- **Riduzione oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica**

Secondo quanto previsto dall'articolo 6 del DL Bollette 2026, il costo sostenuto dagli impianti termoelettrici per alcuni oneri del sistema gas e per altri costi, fino al valore delle quote ETS, deve essere loro rimborsato attraverso apposite componenti della bolletta elettrica definite da ARERA, facendo in modo che questi non lo trasferiscano più sul prezzo dell'energia generata. Il beneficio complessivo netto derivante dal rimborso degli oneri gas e di altri costi fino al valore dell'ETS è stimato per gli utenti del sistema elettrico nella relazione tecnica del provvedimento pari a circa 12 €/MWh. Inoltre, per garantire che la riduzione sia effettiva, è previsto che l'ARERA verifichi che gli effetti della norma siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita dagli impianti termoelettrici. Nel caso di verifica negativa, il produttore è tenuto a restituire i rimborsi da loro percepiti, maggiorati da eventuali sanzioni. Riteniamo che l'ARERA possa allocare in maniera differenziata, fra le diverse classi di consumatori, il costo di reintegro in bolletta dei rimborsi che verranno erogati agli impianti termoelettrici per effetto dell'art. 6 del DL Bollette. In particolare, si potrebbero esentare i consumatori industriali energivori che non beneficiano degli effetti di tale misura del DL Bollette perché i loro costi energetici sono già sterilizzati rispetto all'andamento del PUN, avendo una quota di consumi legata a interconnector, una quota legata a energy release e altri contratti come PPA, ecc. Ciò risulta in linea con quanto previsto del punto 45 del quadro temporaneo sugli aiuti di Stato presentato dalla Commissione UE il 29 aprile 2026 (*Middle East Crisis Temporary State Aid Framework – C 2026/2947*) che apre alla possibilità per gli Stati membri di sviluppare misure transitorie per mitigare gli impatti degli alti costi gas nella generazione elettrica. In tale quadro, alla lettera g del punto 45 è previsto che se lo Stato membro decide di addebitare i costi della misura (o di una parte di essa) ai consumatori, solo i consumatori che ne beneficiano dovrebbero contribuire al finanziamento.

- **Servizio di liquidità (spread TTF-PSV) e vendita gas in stoccaggio**

Il servizio di liquidità previsto dall'articolo 10 è una misura importante perché affronta uno dei nodi più gravi per le imprese italiane: il differenziale strutturale tra il PSV e il

TTF. Per anni il nostro sistema industriale ha pagato il gas più dei concorrenti europei non soltanto per effetto delle tensioni internazionali, ma anche per caratteristiche specifiche del mercato italiano, della sua configurazione fisica e della sua liquidità. La misura è utile solo se produce effetti reali sui costi sostenuti dalle imprese e l'eliminazione dello spread PSV-TTF deve partire con il prossimo anno termico, quindi da ottobre 2026. Per arrivare a questo risultato, tutti gli attori coinvolti devono muoversi rapidamente:

- 1) si deve poter vendere in tempi rapidi il gas in stoccaggio con cui viene finanziata la misura, in modo da incassare il valore coerente con quello dei futures e consentire il funzionamento del meccanismo;
- 2) l'ARERA deve definire entro l'estate tutte le regole operative del servizio di liquidità (è fondamentale che il quadro regolatorio sia chiaro, completo e tempestivo);
- 3) SNAM dovrà svolgere entro settembre le aste per individuare gli *shipper* incaricati di prestare il servizio, cioè gli operatori chiamati a portare in Italia il gas dal Nord Europa al prezzo olandese, con il riconoscimento dei costi di trasporto e di una commissione.

La vendita del gas in stoccaggio di proprietà del GSE e SNAM, oltre a finanziare il servizio di liquidità, sarà importante per **ridurre gli oneri di trasporto gas** dei settori caratterizzati da un elevato consumo di gas naturale. L'Autorità deve rideterminare le componenti tariffarie applicate ai clienti finali (esclusi i domestici e gli impianti termoelettrici per la produzione di elettricità) per favorire un allineamento delle agevolazioni tra le diverse classi di consumo e ridurre gli oneri nelle classi con livelli più elevati, con un beneficio stimato dalla relazione tecnica del Governo in almeno € 409 milioni corrispondente a circa 4 €/MWh sulle bollette gas degli interessati.

- **Rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica**

Il DL Bollette rafforza il monitoraggio di ARERA sui mercati prevedendo che dovrà vigilare per assicurare che le rinnovabili contribuiscano ad abbattere il prezzo all'ingrosso per tutto il Paese. Il Decreto prevede che l'ARERA agisca affinché gli operatori non adottino condotte di trattenimento economico di capacità come previsto dal Regolamento europeo REMIT, ossia evitare che presentino offerte sul mercato a prezzi superiori sia al loro costo di generazione che anche a quello dell'impianto marginale del mercato, con il possibile obiettivo di non essere chiamati a produrre, con un effetto indiretto sul prezzo di mercato. L'ARERA in una analisi del 2025 ha evidenziato potenziali comportamenti irregolari, ad esempio nel 2024 in alcune ore la produzione di alcuni impianti eolici è stata offerta sul mercato 200 €/MWh e in alcuni casi addirittura a 3.000 €/MWh. Il costo variabile di questi impianti è molto

contenuto (se non nullo) e visto che il prezzo del mercato fissato dall'impianto marginale era inferiore queste offerte non risultano economicamente razionali secondo una prima analisi del Regolatore.

- **Risoluzione della saturazione virtuale della rete**

Uno dei principali colli di bottiglia che ostacolano lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e, più in generale, la transizione energetica in chiave industriale è la saturazione virtuale delle reti. Il fenomeno consiste nell'occupazione della capacità di connessione da parte di progetti che non giungono a realizzazione, generando congestioni amministrative e tecniche che impediscono ai progetti effettivamente cantierabili di ottenere accesso alla rete. Negli ultimi anni, a fronte della forte crescita delle richieste di connessione per impianti FER – spesso per volumi multipli rispetto agli obiettivi di installazione effettiva – le richieste presentate a Terna e ai distributori hanno superato di gran lunga la capacità disponibile sulle reti di trasmissione e distribuzione. In molti casi, tuttavia, una quota significativa di tali richieste non si traduce in cantieri o entra in una fase di stallo autorizzativo, determinando una “congestione amministrativa” che blocca capacità solo formalmente impegnata ma non effettivamente utilizzata. L'intervento in merito del DL Bollette 2026 mira a trasformare la gestione della capacità di rete da un sistema fondato sulla mera priorità temporale (“*first come, first served*”) a un modello maggiormente orientato all'effettiva realizzazione degli impianti, riducendo le asimmetrie informative e aumentando la certezza per gli investimenti industriali nel settore delle FER. In questo contesto è centrale il ruolo dell'Autorità a cui è demandata la disciplina attuativa.

- **Sviluppo Biometano**

Il biometano deve diventare una leva concreta di decarbonizzazione industriale, rafforzando il collegamento tra produttori agricoli e imprese hard to abate attraverso accordi di compravendita e forme di aggregazione della domanda e dell'offerta. Si devono portare avanti le esperienze positive del biometano come l'art. 5-bis DL Agricoltura, su cui il DL Bollette è intervenuto per prevenire comportamenti elusivi evitando che il costo delle garanzie di origine venga traslato su altre voci di costo dei contratti, limitando gli oneri che i produttori possono applicare sui settori industriali ai soli corrispettivi per la gestione operativa degli accordi stessi. L'ARERA ha un ruolo nella definizione di clausole contrattuali standard che potranno essere utilizzate da un'ampia platea di soggetti, considerando che è altresì previsto un massimo approvvigionabile per ogni soggetto hard to abate pari al 35% dei propri consumi. In tal senso è fondamentale definire in maniera corretta il corrispettivo legato alla sottoscrizione del contratto. I prossimi meccanismi di supporto alla produzione del biometano - su cui riteniamo importante il ruolo dell'ARERA - dovrebbero prevedere che questi accordi di compravendita siano un requisito di ingresso alle aste per la tariffa incentivante. Il produttore dovrebbe individuare il consumatore industriale a cui

dedicare la molecola direttamente o sfruttando le forme di aggregazione volontaria della domanda e dell'offerta che sono state previste nella recente revisione dal DL Bollette 2026.

- **Sviluppo Cattura, Utilizzo, Trasporto e Stoccaggio della CO₂**

Riteniamo che la CCS sia centrale per la decarbonizzazione di alcuni settori industriali hard to abate. Nel DL Bollette 2026 viene previsto che nelle more dell'adozione di una disciplina organica sulla CCUS, l'ARERA definisca un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio e alla contabilizzazione delle relative emissioni evitate di CO₂.

2. Rinnovo Interrompibilità gas

Le crisi geopolitiche degli ultimi anni ci hanno insegnato che **la sicurezza energetica non si costruisce solo sul lato dell'offerta, ma anche sulla capacità del sistema di valorizzare la flessibilità della domanda**. Da questo punto di vista, l'interrompibilità è uno strumento essenziale per la sicurezza del sistema. La situazione verificatasi nei primi mesi del 2026 ci offre una lezione molto chiara. Le tensioni in Medio Oriente hanno provocato un forte aumento dei prezzi, ma non hanno determinato una crisi fisica dei volumi anche perché si sono manifestate in una fase dell'anno in cui la stagione del riscaldamento era ormai conclusa e i consumi giornalieri di gas erano già in riduzione. Se uno shock di questa natura si fosse verificato in pieno inverno, a gennaio, il quadro sarebbe stato molto più complesso e non si può escludere che avremmo dovuto fronteggiare anche una vera tensione fisica sugli approvvigionamenti. L'Italia ha costruito uno strumento prezioso, che si fonda sulla disponibilità di imprese a ridurre o fermare temporaneamente i consumi di gas in favore della sicurezza del Paese. Questa disponibilità va riconosciuta e valorizzata. E va fatto subito, perché il prossimo inverno va preparato adesso. Le regole per il nuovo anno termico devono essere definite immediatamente, in modo che le imprese possano organizzarsi per tempo, valutare gli impegni, impostare la programmazione produttiva e decidere consapevolmente la propria partecipazione. La linea da seguire è chiara: rinnovare gli strumenti esistenti, rafforzarli e valorizzare tutti i servizi che i consumatori attivi possono offrire al sistema, sia lato gas sia lato elettrico. Oggi più che mai la sicurezza energetica dipende anche da questo: dalla capacità di integrare la domanda industriale nelle politiche di sicurezza del sistema. L'impresa, quindi, non è un soggetto passivo che subisce il rischio energetico, ma può e deve essere riconosciuta come parte della soluzione.

3. Adeguamento valorizzazione del servizio di modulazione dei prelievi

Il servizio di modulazione dei prelievi è un'iniziativa di Terna che fa seguito a quanto previsto dal decreto-legge n. 69/2023 per assicurare un contingente di capacità disponibile a richiesta del TSO a ridurre i prelievi di energia elettrica durante i periodi di alta domanda ai fini di garantire l'adeguatezza del sistema o incrementarli in caso di criticità legate all'*overgeneration* rinnovabile in periodi di basso carico, evitando il rischio di sovraccarico della rete elettrica. Il meccanismo è stato avviato in forma sperimentale nel 2024 al solo fine di ridurre i prelievi di energia elettrica con preavviso ai fini di garantire l'adeguatezza del sistema in caso di necessità e ampliato nel 2025 anche al fine di incrementare i prelievi nelle giornate di domanda limitata ed elevata produzione rinnovabile. La valorizzazione massima del servizio, posta a base d'asta a ribasso, è stata in prima applicazione associata a quella del *capacity market* per impianti esistenti, pari a 46.000 €/MW nel 2026. Considerata la duplice natura e la finalità del meccanismo si ritiene opportuno, superata l'attuale fase di sperimentazione, di differenziare la valorizzazione del servizio di incremento dei prelievi da quello di riduzione del carico. La disponibilità a ridurre i prelievi con preavviso ai fini di adeguatezza è un servizio analogo a quello che può essere offerto dai consumatori nell'ambito del *capacity market*. Pertanto, la valorizzazione di questo servizio dovrebbe essere equiparata a quella che il soggetto otterrebbe partecipando al mercato della capacità, ovvero l'esenzione dal pagamento del corrispettivo *capacity*. Ciò è in linea con quanto previsto dalla Commissione UE nell'atto di autorizzazione del *capacity market* in Italia, la quale al punto 98 (c) stabiliva che, nel caso di partecipazione della domanda, i Consumatori sono esonerati dal finanziare il sistema. Il contingente approvvigionato da Terna con questo servizio dovrebbe essere considerato nell'ambito delle aste del *capacity market*, riducendo il contingente richiesto. La valorizzazione di questo servizio dovrebbe pertanto essere equiparato al valore del corrispettivo richiesto ai consumatori a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità, permettendo di ottenere circa 7 €/MWh per i volumi offerti nel servizio (ipotizzando che il 60% dei consumi totali sia interessato dalla misura, è previsto un impatto sul costo complessivo di stabilimento di circa 4,5 €/MWh), per un beneficio complessivo di circa € 90 milioni attraverso un pricing dedicato. La disponibilità ad incrementare i consumi in giornate critiche dell'anno risulta un meccanismo alternativo al taglio della generazione rinnovabile e permette di evitare, contemporaneamente, i. instabilità della rete in assenza di adeguati sistemi di gestione della produzione oraria da parte degli impianti green, ii. l'esborso per la remunerazione riconosciuta agli operatori per la mancata produzione, iii. la compromissione del raggiungimento del target di soddisfacimento delle rinnovabili nei consumi finali con gli impatti legati al venir meno degli impegni assunti in sede europea; iv. il versamento di un extra spread al TSO Svizzero (Swissgrid) per la misura di export vincolato a carico dei produttori non conformi alla procedura RiGeDi (Delibera 114/2026). Questo servizio può continuare ad essere prestato attraverso il riconoscimento del premio fisso già oggi determinato attraverso una procedura competitiva senza maggiore fabbisogno di risorse rispetto alla situazione attuale (beneficio 2026 di circa € 70 milioni).

4. Adeguamento valorizzazione degli altri servizi offerti dai consumatori al sistema elettrico

I soggetti industriali che offrono servizi alla rete elettrica dovrebbero non essere soggetti alla copertura degli oneri derivanti dai servizi stessi poiché ciò riduce indirettamente il compenso percepito. Questo principio è già stato previsto dal Regolatore per alcune fattispecie:

- nel settore elettrico è, ad esempio, previsto che i consumi legati ai prelievi dei servizi ausiliari degli impianti che partecipano al *capacity market* non debbano versare il corrispettivo per il reintegro dei costi derivanti dal suddetto mercato della capacità;
- nel settore gas è, ad esempio, prevista l'esenzione per i soggetti che prestano il servizio di interrompibilità gas dal pagamento degli oneri legati alla sicurezza del sistema gas (CRVos).

In altre parole, la regolazione attuale indica come sia possibile e/o opportuno esentare i soggetti che prestano servizi ai TSO dal pagamento degli oneri connessi. Tra l'altro il concetto di possibili esenzioni per i soggetti che prestano servizi era stato introdotto da ARERA addirittura nel 2016 con il DCO 298. In tal senso risulta opportuno prevedere l'esenzione dal pagamento del corrispettivo *Pother* per la sola componente a copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento di cui all'articolo 4 – 25.8,2 del TIDE con dettaglio dei singoli contributi provenienti dal Servizio di interconnessione virtuale (Deliberazione ARG/elt 179/09) per i soggetti che si sono impegnati nel finanziamento degli elettrodotti transfrontalieri. Visto che le misure del DL Bollette riducono il fabbisogno di risorse per il servizio di interconnessione virtuale, si stima che per tale esenzione si necessiterebbe nel 2027 di circa € 10 milioni. Risulta altresì necessario prevedere un incremento della valorizzazione del servizio di modulazione straordinaria a salire per un valore corrispondente al corrispettivo Pqmodrid (art. 4 - 25.6 del TIDE), ciò potrebbe anche essere effettuato equiparando il premio massimo d'asta del servizio sul continente al valore applicato alle isole (€ 126 mila). Alla revisione del pricing della misura potrebbe essere associato un incremento del contingente approvvigionabile sulla base delle esigenze del TSO. Questa misura equivale ad un beneficio per i soggetti coinvolti pari a circa € 80 milioni.

5. Parità di trattamento clienti gas sotto rete di distribuzione

Per alcune utenze industriali, specialmente quelle a forte consumo di gas tra cui quelle dei settori "hard to abate", il costo non relativo alla materia prima ha un forte impatto sul bilancio, con spese annuali in alcuni casi fino a qualche centinaio di migliaia di euro. Inoltre, gli impianti industriali allacciati alle reti di distribuzione presso il proprio PDR (Punto di Riconsegna) presentano costi superiori rispetto a quelli degli utenti connessi direttamente

alla rete nazionale o regionale in modalità REMI (REgolazione e MIsura). Ciò comporta disparità di trattamento fra industrie dello stesso settore e, in alcuni casi, dello stesso territorio, con alcune imprese allacciate alla rete di trasporto e altre alla rete di distribuzione a poca distanza le une dalle altre. Oltre agli aggravii di costo, le imprese servite dalla rete di distribuzione lamentano criticità in merito ad aspetti legati alle modalità e alle tempistiche di fatturazione, con conguagli maggiormente dilatati nel tempo. Ciò avviene a causa dello sviluppo storico della rete e non in relazione alla volontà del singolo soggetto industriale e crediamo dovrebbe essere oggetto di intervento da parte del Regolatore. A molti anni dall'apertura del processo di liberalizzazione del mercato gas dovrebbero essere assicurate condizioni di corretta parità competitiva per tutte le imprese industriali italiane eliminando condizioni di svantaggio dei soggetti che si trovano allacciati ad un distributore per situazioni storiche estranee alla propria volontà, a parità di condizioni per gli operatori infrastrutturali coinvolti, ossia garantendone la neutralità. In particolare, si potrebbe intervenire in maniera mirata per compensare l'extra-coste residuo sostenuto dalle imprese allacciate alle reti di distribuzione rispetto ai competitor allacciati sulla rete di trasporto, selezionando i comparti industriali che si trovano nella condizione di avere contestualmente delle imprese allacciate alla rete di trasporto e altre alla rete di distribuzione. Per ridurre l'impatto sugli altri clienti di una misura di redistribuzione di questo tipo potrebbero essere previsti criteri di selettività dell'intervento restringendo il campo di applicazione alle sole imprese caratterizzate da livelli di consumo elevati (es. "gasivore") oppure da livelli di pressione della fornitura superiori a determinate soglie. Da ultimo risulta anche importante allineare le modalità e le tempistiche di fatturazione dei consumi fra imprese allacciate alla rete di trasporto e imprese allacciate alla rete di distribuzione.

6. Superamento Prezzo Unico Nazionale e Prezzi negativi

Confindustria intende sottoporre all'attenzione dell'Autorità alcune considerazioni relative all'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, con particolare riferimento al superamento del Prezzo Unico Nazionale e al progressivo passaggio verso una valorizzazione zonale dell'energia elettrica. Si tratta di un'evoluzione di carattere strutturale, coerente con il percorso di integrazione dei mercati europei, con la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e con l'esigenza di rendere i segnali di prezzo maggiormente aderenti alle condizioni effettive del sistema elettrico, anche in relazione alle congestioni di rete e alla localizzazione della produzione e dei consumi. Confindustria condivide l'obiettivo generale di rafforzare l'efficienza del mercato elettrico e di favorire una più efficace integrazione delle fonti rinnovabili e della flessibilità. Al tempo stesso, ritiene necessario che tale transizione sia accompagnata da un adeguato presidio regolatorio, affinché il nuovo assetto non determini effetti non governati sulla competitività dei consumatori industriali. Il passaggio da un riferimento nazionale unico a segnali di prezzo maggiormente differenziati su base

zonale può determinare una maggiore esposizione delle imprese a dinamiche territoriali non sempre riconducibili alla loro capacità di intervento. La localizzazione degli stabilimenti industriali, infatti, è spesso il risultato di scelte storiche, infrastrutturali e produttive di lungo periodo e non può essere modificata in funzione dei segnali di prezzo di breve termine. Ne consegue che eventuali differenziali zionali potrebbero incidere in modo disomogeneo sui territori e sui comparti industriali, penalizzando in particolare le aree caratterizzate da congestioni di rete, minore disponibilità locale di generazione competitiva o minore capacità infrastrutturale di assorbire e valorizzare la produzione rinnovabile. Il sistema industriale necessita di un quadro di prezzi chiaro, stabile e gestibile, soprattutto per le imprese che operano con processi produttivi continui, elevata intensità energetica e limitata possibilità di modulare i consumi. Il nuovo assetto, se non adeguatamente accompagnato, può accrescere la complessità nella gestione del rischio prezzo, rendendo più difficile la definizione di strategie di approvvigionamento, copertura e programmazione industriale.

Nel nuovo contesto di mercato assume rilievo anche il tema dei prezzi nulli, molto bassi o negativi, fenomeno già osservabile in diversi mercati europei nelle ore caratterizzate da elevata produzione rinnovabile e minore domanda. Al momento è stato previsto in Italia di poter offrire prezzi negativi sul mercato del giorno prima ma non nei mercati gestiti da Terna e una valutazione dovrebbe essere effettuata in relazione alle offerte relative al bilanciamento delle fonti. Tali segnali di prezzo possono rappresentare un'opportunità per il sistema, in quanto favoriscono lo sviluppo di consumi flessibili, accumuli, *demand response*, autoproduzione e nuove modalità di gestione dell'energia. Occorre però considerare che non tutti i settori industriali dispongono della medesima capacità di adattamento. Le imprese a ciclo continuo o con vincoli tecnici stringenti potrebbero non essere in grado di modificare i propri profili di consumo in risposta ai segnali di mercato. Anche per questo motivo, l'evoluzione regolatoria dovrebbe evitare che la maggiore granularità dei prezzi produca effetti penalizzanti per le imprese meno flessibili per ragioni oggettive di processo produttivo. Alla luce di tali considerazioni, Confindustria ritiene opportuno che l'Autorità accompagni il processo di superamento del PUN con un quadro regolatorio fondato su gradualità, trasparenza e proporzionalità.

7. Riduzione della Generazione Distribuita e Controllori Centrali d'Impianto

Confindustria intende sottoporre all'attenzione dell'Autorità alcuni profili applicativi connessi all'attuazione della procedura **RiGeDi – Riduzione della Generazione Distribuita**, disciplinata dall'Allegato A.72 al Codice di Rete di Terna e dalla norma CEI 0-16, Allegato

M. La disciplina si inserisce nel quadro degli obblighi introdotti dalla Delibera 421/2014/R/eel e successivamente rafforzati dalla Delibera 23/2026/E/eel, che ha previsto specifici meccanismi volti ad assicurare l'effettiva applicazione della procedura ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale. Nel riconoscere pienamente la rilevanza di tali obiettivi, si ritiene opportuno evidenziare alcuni aspetti attuativi che, nella fase corrente, richiedono un adeguato presidio regolatorio e un coordinamento operativo efficace tra TSO, DSO e produttori.

L'attuale procedura RiGeDi 1.0 si fonda sull'utilizzo di modem GSM/GPRS installati presso gli impianti e dotati di SIM fornite dai DSO. Parallelamente, il quadro regolatorio e tecnico ha avviato una progressiva evoluzione verso soluzioni più avanzate, quali i **Controllori Centrali d'Impianto**, idonei a garantire funzioni di osservabilità e pilotabilità degli impianti. In tale contesto, molti operatori hanno già effettuato investimenti significativi in sistemi evoluti, inclusi i CCI in modalità PF2. Nelle more della piena implementazione di tali soluzioni, permane tuttavia l'esigenza, rappresentata dal TSO, di mantenere in esercizio anche il sistema RiGeDi 1.0, basato su tecnologie ormai risalenti e su modalità di comunicazione non sempre pienamente coerenti con l'evoluzione delle infrastrutture disponibili. Si ritiene pertanto utile una valutazione regolatoria circa la coerenza tra il mantenimento del sistema esistente e il percorso di transizione verso soluzioni tecnologiche più moderne, affidabili e strutturalmente idonee a garantire le esigenze del sistema elettrico nazionale.

In tale quadro, appare necessario che l'eventuale applicazione dei meccanismi previsti dalla Delibera 23/2026/E/eel tenga conto dell'effettiva imputabilità della condotta e delle azioni concretamente poste in essere dall'operatore. Particolare cautela dovrebbe essere adottata con riferimento alla sospensione delle partite economiche e, in particolare, della componente incentivante. Tali misure possono infatti incidere direttamente sulla liquidità delle imprese e sulla sostenibilità economico-finanziaria degli impianti, soprattutto nei casi finanziati in project financing, nei quali la stabilità dei flussi di cassa costituisce un elemento essenziale.

Alla luce di quanto rappresentato, Confindustria auspica che l'Autorità possa valutare l'introduzione di un approccio attuativo fondato su gradualità, proporzionalità e coordinamento operativo. In particolare, si ritiene opportuno:

- prevedere che l'applicazione di eventuali misure penalizzanti sia esclusa o sospesa nei casi in cui il mancato funzionamento non sia imputabile al produttore;
- rafforzare il coordinamento tra TSO, DSO e operatori, attraverso tempistiche congrue, comunicazioni tracciabili e tempestive, nonché referenti tecnici chiaramente individuati;
- riconoscere i vincoli tecnici e di mercato, inclusi i tempi di approvvigionamento degli apparati, le problematiche di copertura e le incompatibilità tecnologiche;

- disciplinare in modo specifico le situazioni particolari, quali impianti in revamping, impianti temporaneamente non raggiungibili o casi in cui l'adeguamento dipenda da attività di competenza del DSO;
- valutare una rimodulazione delle modalità di sospensione delle partite economiche, limitandone l'impatto e salvaguardando la componente incentivante, in particolare nei casi in cui l'operatore dimostri di avere avviato le attività necessarie all'adeguamento.

8. Prescrizione biennale del corrispettivo nei contratti di somministrazione di energia, gas e acqua

Con la legge di bilancio 2018 il legislatore ha ridotto da cinque a due anni il tempo necessario alla prescrizione del diritto al corrispettivo per le forniture di energia, gas e acqua, prevedendo tale "tutela" per utenti domestici, microimprese e professionisti, come definiti dall'articolo 3, comma 1, lettera c), del codice del consumo di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206. Sulla scorta di alcuni provvedimenti adottati dall'ARERA (nell'ambito dei poteri regolamentari attribuitigli dal legislatore) si è diffusa tra i fornitori di energia, gas e acqua la convinzione che quelle tutele fossero da riservarsi solo agli utenti domestici, alle microimprese, studi professionali e associazioni di volontariato, onlus *et similia* tutti con requisito della microimpresa. Tuttavia questa interpretazione è contraria alla lettera della legge perché l'art. 1 della L. n. 205/2017 parla chiaramente di *professionisti, come definiti dall'articolo 3, comma 1, lettera c), del codice del consumo di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206* semplicemente perché l'art. 3, comma 1 lettera c) del codice del consumo definisce come "*professionista*" (differenziandolo così dal "*consumatore*") "*la persona fisica o giuridica che agisce nell'esercizio della propria attività imprenditoriale, commerciale, artigianale o professionale, ovvero un suo intermediario*": stando dunque alla lettera della legge anche le società di capitali senza limitazione dimensionale, di reddito o di consumi hanno diritto ad avvalersi della prescrizione biennale. I Tribunali investiti della questione hanno cominciato a pronunciarsi in senso favorevole all'interpretazione letterale del ridetto l'art. 1 della L. n. 205/2017 e quindi a favore dell'applicazione della prescrizione biennale a tutte le imprese indistintamente, come risulta chiaramente dalle recentissime sentenze dei tribunali più autorevoli che sono il Tribunale di Milano e quello di Roma. Purtroppo, molte imprese soffrono le conseguenze di un'interpretazione della legge che – come si è detto – è contraria alla lettera della stessa, pertanto, chiediamo all'ARERA di pronunciarsi visto che, ove non giunga un definitivo chiarimento, la questione non potrà che essere risolta dai tribunali e, da ultimo, dalla Suprema Corte.