



**Audizione presso l’Autorità  
di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente sul  
tema “CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali”**

**ENGIE Italia**

**28 Novembre 2022**

## 1) PREMESSA

Signor Presidente, Componenti del Collegio, Direttori e Funzionari dell'Autorità, desideriamo innanzitutto ringraziarvi per la consueta attenzione riposta nel coinvolgimento e nel confronto con gli stakeholder di settore. Attenzione che emerge da una prassi consultiva consolidata negli anni, dall'ampia disponibilità al confronto costantemente dimostrata dal Collegio e dagli Uffici e da momenti di incontro periodici come quello odierno.

L'evento di oggi assume una particolare rilevanza alla luce del contesto che stiamo vivendo, quello di una crisi geopolitica ed energetica che ci accompagna da mesi e di cui, per il momento, non si intravede una soluzione definitiva.

Il sistema Italia nei mesi scorsi ha reagito prontamente – e non poteva essere diversamente – introducendo una serie di misure volte ad alleviare i disagi di famiglie ed imprese e, contestualmente, a raccogliere i fondi necessari a finanziarle.

La situazione di emergenza non ha, tuttavia, concesso gli spazi ed i tempi per un approccio unitario, coordinato e condiviso alle problematiche da affrontare. Abbiamo l'occasione di farlo oggi, con uno sguardo lucido a quanto è stato fatto per correggere la rotta dove necessario in una duplice prospettiva:

- Nel breve, per disporre di strumenti equi e ancor più efficaci per superare la crisi
- Nel medio-lungo, per perseverare nel processo di transizione energetica che l'Europa e l'Italia hanno avviato e per il quale la crisi attuale non deve costituire un rallentamento, ma al contrario, un elemento propulsore.

## 2) LE MISURE DI MITIGAZIONE DELLA CRISI ENERGETICA

Alcune misure adottate nei mesi scorsi sono un esempio emblematico di come l'assenza di un approccio coordinato e condiviso tra le diverse Istituzioni e gli operatori economici possa portare ad effetti del tutto impropri o addirittura controproducenti. Tra i più rilevanti:

### 2.1) **Contributo solidaristico straordinario**

Al fine di finanziare le misure di mitigazione degli effetti della crisi per famiglie ed imprese il Governo italiano ha introdotto, nello scorso mese di marzo, un "contributo solidaristico straordinario" a carico degli operatori del settore energetico con l'obiettivo di tassare eventuali extraprofiti maturati in relazione all'anomalo incremento dei prezzi.

L'obiettivo dello strumento è condivisibile, ma la necessità di intervenire in tempi brevissimi e l'assenza di un confronto con il mondo delle imprese ha comportato a effetti totalmente iniqui. In particolare, l'impropria esclusione di derivati finanziari e operazioni intra-branch dal calcolo della base imponibile ha condotto a risultati inattendibili e fortemente discriminatori, in quanto dipendenti aleatoriamente dalle strategie di hedging e dalle scelte organizzative adottate dalle singole imprese. È quindi indispensabile rimettere mano alla norma attraverso un confronto concreto e trasparente con le imprese, per rivedere il meccanismo già a partire dal 2022, correggendolo o meglio sostituendolo con metodologie di calcolo in grado di riflettere la reale redditività delle aziende. L'auspicio è che ciò possa avvenire già nell'ambito della prossima Legge di Bilancio 2023.

## **2.2) Regolamento europeo 1854/22 - price cap agli impianti inframarginali**

Come noto, il Consiglio dell'Unione Europea ha recentemente pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Regolamento 1854/2022 recante alcuni interventi di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia, in vigore dall'8 ottobre 2022. In particolare, con l'Art. 6 del Regolamento, viene introdotto un price cap di 180 EUR/MWh a tutti i ricavi di mercato dei produttori. Il cap sarà applicato ai ricavi di mercato derivanti dall'energia elettrica prodotta, oltre che dagli impianti eolici e fotovoltaici, anche dagli impianti alimentati da biomassa, escluso il biometano.

Considerata la complessità delle disposizioni, riteniamo condivisibile che nella prima bozza del Disegno di Legge di Bilancio 2023, provvedimento varato dal Consiglio dei Ministri nella riunione dello scorso lunedì 21 novembre, l'applicazione del tetto di 180 EUR/MWh ai ricavi di mercato escluda gli impianti a fonti rinnovabili già onerati dall'applicazione dell'articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, c.d. Sostegni-ter.

Ciò premesso, affinché il Governo riesca ad ottenere i benefici necessari per ridurre gli impatti delle bollette sui consumatori finali e venga limitato l'impatto sulle fonti rinnovabili, permangono alcuni punti su cui a nostro avviso sia opportuno porre l'attenzione di codesta Autorità, tra i quali:

- limitare l'applicazione del cap al 90% dei ricavi di mercato che superano il tetto dei 180 EUR/MWh, così come previsto dal comma 5 dell'Articolo 7 del Regolamento (UE) 2022/1854. Infatti, in caso di tetto sui ricavi pari al 100%, l'operatore potrebbe essere esposto ad eventuali costi che si applicano a valle della valorizzazione dell'energia. Un esempio di tali costi sono gli oneri di sbilanciamento, proporzionali al prezzo assoluto dell'energia elettrica;
- poiché per gli impianti a biomassa il costo complessivo di produzione del singolo MWh (cd. "levelized cost of electricity") è superiore rispetto al valore proposto per il cap, ENGIE sottolinea come l'applicazione di tale misura, così come definita dal Regolamento Europeo, potrebbe non garantire la continuità e la solidità di un importante comparto del parco di generazione rinnovabile e la tutela delle aziende coinvolte. Le bozze di Legge di Bilancio sinora circolate affidano all'Autorità il compito di definire un appropriato cap per le tecnologie con costi di generazione superiori: a tal fine ENGIE ritiene necessario che venga individuato un livello minimo di remunerazione dell'energia prodotta che sia non inferiore ad un valore tale da permettere agli operatori di coprire il costo medio della produzione e di mantenere anche un livello accettabile di remunerazione dell'investimento sostenuto.

## **2.3) Art 3 Decreto Aiuti bis (blocco delle modifiche unilaterali dei contratti)**

Con questo provvedimento il Legislatore ha sospeso sino al prossimo 30 aprile 2023 l'efficacia delle cosiddette "modifiche unilaterali" dei contratti di elettricità e gas, che consentono di variarne unilateralmente le condizioni economiche prima della relativa scadenza.

Non dovrebbero invece essere a rigore – e a buonsenso - impattati i rinnovi delle condizioni scadute, interpretazione che sembrava aver avuto una prima autorevole conferma da un chiarimento congiunto di questa Autorità con AGCM.

Tuttavia, alcune interpretazioni successivamente emerse sostengono, impropriamente, l'applicazione del blocco anche al rinnovo di condizioni economiche scadute. Quest'applicazione "estensiva" della norma, oltre a non essere conforme ai più recenti orientamenti europei (Regolamento 1854), comporterebbe gravi effetti sull'equilibrio economico-finanziario degli operatori e sarebbe, in definitiva, insostenibile a livello di sistema. Infatti, i fornitori che operino con diligenza sono soliti "coprire", con contratti di natura fisica o finanziaria, le proprie vendite limitatamente all'arco

temporale di validità delle condizioni economiche contrattuali. Imporre ai fornitori di continuare ad applicare condizioni economiche scadute senza adeguata copertura porrebbe quindi l'operatore in gravi difficoltà, a maggior ragione nel contesto di grave crisi energetica che stiamo vivendo. È quindi indispensabile un intervento normativo interpretativo che chiarisca e circoscriva l'ambito di applicazione dell'art.3 del DL Aiuti, consentendo alle imprese fornitrici di elettricità e gas di procedere con serenità nelle usuali pratiche di rinnovo.

#### **2.4) Proliferazione iniziative di carattere regionale**

Un ulteriore elemento di attenzione è legato alla possibile proliferazione di iniziative di carattere regionale volte a calmierare le bollette dei cittadini con modalità non standardizzate e geograficamente non uniformi.

Si tratta di provvedimenti che - se condivisibili negli intenti - introducono significative alterazioni dell'assetto di rapporti tra i soggetti attivi sulla filiera energetica, sovrapponendosi al complesso di prescrizioni regolatorie già vigenti in materia di regolazione della vendita.

Sarebbe invece opportuno che ogni intervento a supporto dei cittadini che, in particolare, pongesse oneri in capo agli operatori di mercato fosse guidato a livello nazionale e preliminarmente condiviso - con approccio pragmatico e costruttivo - tra istituzioni, operatori e associazioni di settore. Ciò al fine di consentire un'adeguata valutazione delle complessità implementative - che in definitiva si traducono in maggiori costi per il consumatore finale - e dei possibili impatti in termini di alterazione del buon funzionamento del mercato.

#### **2.5) Morosità dei clienti finali**

In questo contesto di crisi e di elevati aumenti del costo delle commodity si esprimono le nostre preoccupazioni circa l'aumento esponenziale del costo della morosità, *trend* non ancora intercettato nelle consuete raccolte dati di settore.

Alla luce dell'incremento di tale fenomeno si ritiene necessario dotare gli operatori dei necessari strumenti a tutela del credito, aggiornando in particolare le condizioni per determinare la capacità di sospensione gas (numero minimo di tentativi di chiusura che il distributore deve garantire a ciascun venditore), fermi al 2014.

Inoltre, si chiede una modifica del quadro regolatorio sui prelievi fraudolenti, destinati ad aumentare in situazioni di crisi come quella attuale. Si ritiene insostenibile continuare a prevedere l'allocatione di tale rischio in capo agli operatori di mercato che non hanno nessuno strumento per intercettare e arginare tale fenomeno.

Rispetto ai futuri interventi governativi di contrasto del caro-bollette, si chiede altresì di sensibilizzare le Istituzioni circa l'inappropriatezza di misure quali il blocco dei distacchi che intaccherebbe ulteriormente l'equilibrio economico e finanziario delle imprese, oltre a generare comportamenti opportunistici dei clienti, generando costi che graverebbero sull'intero sistema.

### **3. IL PERCORSO DI TRANSIZIONE ENERGETICA**

Gli sfidanti obiettivi nazionali di decarbonizzazione del sistema elettrico necessitano di una regolamentazione chiara, stabile ed allineata all'evoluzione del mercato, che veda in particolare i seguenti temi come tappe fondamentali per uno sviluppo omogeneo.

### 3.1) Fonti rinnovabili e pianificazione energetica nazionale

ENGIE è un player globale fortemente impegnato nella transizione verso un'economia *carbon neutral* che, anche in Italia, identifica lo sviluppo del settore delle rinnovabili come uno dei suoi pilastri strategici. Al fine di promuovere un efficace sviluppo dell'infrastrutturazione di tali impianti, ENGIE ritiene che la pianificazione energetica nazionale debba avvenire – tra gli altri - attraverso:

- un'appropriata definizione dei criteri di identificazione delle “aree idonee” oggetto di iter autorizzativi semplificati (e in quest'ottica è urgente la pubblicazione del relativo decreto), che tenga in considerazione la reale risorsa ivi presente;
- la definizione dei criteri per i futuri meccanismi incentivati (FER) laddove auspichiamo:
  - o sia posta una particolare attenzione, attraverso l'introduzione di contingenti separati, al repowering degli impianti eolici ed all'agrivoltaico;
  - o sia introdotto un design delle aste che favorisca una distribuzione competitiva e capillare su tutto il territorio nazionale, perseguendo logiche di *burden sharing*.

### 3.2) Mercati power all'ingrosso

#### 3.2.1) Evoluzione/ruolo dei sistemi di storage e completamento del contesto regolatorio definito dal TIDE

ENGIE considera molto importante un efficace coordinamento tra le scelte di investimento in capacità di produzione elettrica da FRNP e di stoccaggio. Come espresso anche nella propria risposta al documento di consultazione sui sistemi di accumulo, ENGIE afferma con forza che il futuro meccanismo non debba distorcere il corretto funzionamento del mercato, salvaguardando le dinamiche concorrenziali dei mercati spot elettrici e preservandone l'efficienza e la competitività. Tuttavia, alcuni elementi illustrati nel DCO potrebbero portare a generare impatti distorsivi sul funzionamento dell'attuale assetto di mercato, vedasi ad esempio i vincoli economici proposti in relazione alle offerte presentate sul MSD con riferimento alla capacità contrattualizzata.

Inoltre, ENGIE ritiene che questa Autorità abbia un ruolo fondamentale nel limitare un possibile ruolo attivo del TSO solo ai casi di effettivo fallimento del mercato (ciò in pieno accordo con gli orientamenti europei al riguardo).

Infine, andrebbe finalizzata in tempi brevi la revisione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (tramite il completamento del processo di definizione del TIDE), definendo un quadro regolatorio sempre più adeguato alla transizione energetica.

#### 3.2.2) Capacity Market

Proseguendo sulle principali tematiche del segmento ingrosso *power*, ENGIE ritiene che meccanismi quali ad esempio il Capacity Market continuino ad essere indispensabili per mantenere il sistema elettrico entro livelli di adeguatezza ottimali. ENGIE ha accolto con grande favore le modifiche e integrazioni alla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio, definite da ARERA tramite la Delibera 83/2022. In considerazione di ciò, visto il persistere delle specifiche dinamiche dei mercati che hanno un impatto diretto sul funzionamento del meccanismo, ENGIE ritiene opportuno un intervento del Regolatore volto a modificare, “a regime”, la metodologia di calcolo del prezzo di esercizio del mercato della capacità di cui alla deliberazione 363/2019, definendo la valorizzazione su base giornaliera della componente gas per il calcolo dello strike price.

Inoltre, ENGIE ritiene fondamentale che risulti chiaro e stabile il quadro di riferimento del meccanismo Capacity Market per gli anni post-2024, soprattutto in merito alla partecipazione degli impianti esistenti. ENGIE è dunque favorevole ad una reiterazione del meccanismo all'interno del periodo di deroga concesso dalla Commissione Europea, dunque sino al 2028.

### **3.3) Mercati gas all'ingrosso**

Passando al mercato del gas naturale all'ingrosso, un tema rilevante emerso nell'anno termico 2021-2022 i cui effetti si ripercuotono anche nell'anno termico in corso 2022-2023, è sicuramente quello del vertiginoso aumento dei prezzi gas sostenuto dalla ripresa economica successivamente alla pandemia da Covid e dal conflitto in Ucraina scoppiato a febbraio 2022. Gli attuali livelli di prezzo fanno sì che gli operatori di mercato siano soggetti a maggiori rischi nella gestione dell'attività di vendita del gas: credito controparte, capitale circolante, marginazione/capitale immobilizzato, oneri di sbilanciamento. In questo contesto, ENGIE ritiene che vada prestata particolare attenzione all'evoluzione della regolazione del mercato all'ingrosso del gas naturale, rispetto ai seguenti aspetti:

#### **3.3.1) Stoccaggio gas**

Con riferimento allo stoccaggio, si evidenzia l'opportunità di definire il quadro regolatorio per promuovere un uso più efficiente del gas disponibile negli stoccaggi durante il periodo di erogazione invernale, anche in vista del prossimo anno termico 2023-2024.

In primo luogo, le vigenti modalità di assegnazione delle prestazioni dello stoccaggio contribuiscono, in virtù degli elementi caratterizzanti l'attuale contesto di mercato (prezzi elevati e incertezza degli approvvigionamenti), a spingere gli operatori ad anticipare ove possibile lo svuotamento dello stoccaggio, in analogia a quanto avvenuto nel periodo winter 20/21. Una soluzione al problema dello svuotamento "anticipato" degli stoccaggi potrebbe essere a nostro avviso quella di offrire agli operatori prestazioni contrattuali addizionali a quelle spettanti, sulla base dei volumi eccedenti il target di giacenza, in fasi consecutive del periodo invernale.

In aggiunta, data l'estrema incertezza sulla disponibilità degli approvvigionamenti gas, riteniamo necessaria anche una revisione delle tempistiche di svolgimento dei conferimenti della capacità di stoccaggio, introducendo allocazioni anticipate per la campagna di iniezione relativa all'anno termico successivo, con certezza fin da subito delle condizioni applicate al 31 marzo. Ciò garantirebbe agli utenti la flessibilità necessaria per ottimizzare le finestre favorevoli di mercato come quella che si sono verificate nei mesi di settembre e ottobre, nonché una gestione ottimale della propria giacenza (ad esempio, spostando all'anno successivo parte dei propri volumi iniettati a copertura del fabbisogno del periodo invernale), incentivando in un colpo solo sia un rallentamento delle erogazioni nel periodo invernale in arrivo nell'anno termico in corso, che una creazione di volumi in prospettiva per il periodo invernale dell'anno termico successivo.

#### **3.4) Retail - Completamento del processo di liberalizzazione del mercato finale**

Con riferimento alla fine tutela, si ritiene opportuno procedere senza indugi nel processo di liberalizzazione anche per il mercato finale dei clienti domestici, obiettivo indicato nel PNRR.

Alla luce del recente posticipo del termine di cessazione della tutela gas previsto dal Decreto Aiuti quater (dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024), si ritiene necessario sfruttare il maggior tempo a disposizione per semplificare il disegno già delineato in consultazione che garantirebbe ai clienti

domestici serviti in tutela alla data della rimozione del servizio, un graduale percorso non traumatico verso la piena liberalizzazione, in cui il mercato libero ne costituisca l'ordinaria modalità di fornitura. Parallelamente sul fronte *power* si chiede di avviare al più presto un procedimento e relativa consultazione al fine di tracciare la disciplina per l'assegnazione del servizio tutelate gradualmente nei confronti dei clienti domestici.

### 3.5) Teleriscaldamento

Nel settore del teleriscaldamento ("TLR"), il tema più rilevante e attuale è senz'altro l'indagine conoscitiva sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del comparto, avviata da questa Autorità con lo scopo di acquisire elementi per valutare le metodologie di determinazione dei prezzi applicate dagli esercenti e valutare l'opportunità di introdurre una regolazione *ex-ante* delle tariffe nel settore.

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva questa Autorità ha identificato alcune potenziali criticità per il funzionamento del mercato, nonché identificato come possibile soluzione l'introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe.

Per quanto concerne il funzionamento del mercato, preme sottolineare che:

- nella fase *ex ante* gli utenti propensi a scegliere il TLR nell'ottica dell'efficienza energetica e in virtù dei suoi benefici ambientali si trovano di fronte a diverse barriere derivanti da alcune asimmetrie nell'applicazione delle misure incentivanti tra il settore del TLR e i settori alternativi. Si fa riferimento, ad esempio, alla mancata applicazione del Conto Termico e delle detrazioni fiscali (in particolare del Superbonus) al settore del teleriscaldamento;
- nella fase *ex post*, è importante evidenziare che, nel passaggio da un sistema di climatizzazione all'altro, sono sempre presenti dei costi di investimento legati alla dismissione del precedente generatore e all'installazione del nuovo. La formula impostata da codesta Autorità riguardo al c.d. *switching cost* non è, a nostro avviso, universalmente applicabile: infatti la quota di costo evitato relativa agli eventuali adeguamenti tecnici e normativi (funzione della precedente tipologia di caldaia) non è standardizzabile ed andrebbe definita utente per utente, con grande variabilità tra un caso e l'altro.

Riguardo la possibilità di introdurre una regolazione *cost reflective* dei prezzi del servizio, ci preme riportare di seguito alcune considerazioni. In primo luogo, la metodologia di determinazione del prezzo rappresenta per gli esercenti un elemento chiave nella valutazione degli investimenti e delle tempistiche di ritorno; pertanto, eventuali revisioni devono essere valutate attentamente per non rischiare di mettere a rischio la sostenibilità di investimenti già effettuati o già pianificati. In secondo luogo, si vuole sottolineare come nel TLR, a differenza di quanto avviene nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, ciascuna rete presenta costi differenti, a seconda della fonte energetica e dell'efficienza complessiva del sistema: pertanto, l'ipotesi di regolare i prezzi necessiterebbe un'analisi dettagliata puntuale per ogni asset produttivo.

Pertanto, ENGIE ritiene fondamentale che eventuali cambiamenti regolatori avvengano in maniera condivisa e che tengano conto delle attuali logiche di mercato, nonché dell'esclusione del settore dagli interventi a favore dei consumatori di cui hanno beneficiato i settori concorrenti, in particolare l'IVA agevolata al 5% e il bonus sociale. A tal riguardo, ENGIE accoglie con grande favore la richiesta di estendere il perimetro di applicabilità di suddetti interventi anche al TLR inviata al Governo da questa Autorità.