



---

**Autorità di regolazione per energia reti e ambiente**

**Audizioni del 28 – 30 novembre 2022**  
**Crisi energia: prospettive e proposte settoriali**

**Documento di Energia Libera**

---



Il presente documento è stato illustrato dal Presidente di Energia Libera Salvatore Pinto in occasione delle audizioni dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (**Autorità**) del 28 – 30 novembre 2022 sul tema *Crisi energia: prospettive e proposte settoriali* (prot. n. 167/22, inviato a [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)).

## **PREMESSA**

### **MERCATO INGROSSO – ENERGIA ELETTRICA**

Ruolo dei CCGT nella transizione energetica  
Sviluppo dei sistemi di accumulo elettrico  
Misure di emergenza sul caro prezzi  
Misure per ridurre il consumo di gas

### **MERCATO INGROSSO – GAS**

Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale  
Contenimento dei consumi  
Impatti finanziari sul comparto gas  
Utilizzo del gas disponibile negli stoccaggi

### **MERCATI RETAIL**

Morosità  
Tempistiche superamento tutele di prezzo per clienti domestici  
Tempistiche superamento tutela di prezzo elettrica per microimprese  
Leggi regionali per misure compensative sui costi ai consumatori  
Criticità relative agli indicatori sulla qualità dei call center

### **EFFICIENZA ENERGETICA E SOLUZIONI DECENTRATE**

Comunità energetiche

\* \* \*

## **PREMESSA**

In via generale, è necessario che l'Autorità, anche in sede di attuazione di norme primarie, si attenga sempre strettamente a criteri di ottimizzazione, semplificazione e riduzione degli oneri gestionali in capo agli Operatori. È parimenti auspicabile che l'Autorità, per garantire la necessaria stabilità e certezza agli investimenti adottati i provvedimenti di competenza con tempestività e adeguato anticipo rispetto ai fini implementativi per gli Operatori. Quanto alle misure emergenziali che il Governo sta adottando, è necessario che queste trovino copertura finanziaria attraverso meccanismi di reperimento fondi che siano equi e non discriminatori.



## MERCATO INGROSSO – ENERGINA ELETTRICA

### **Ruolo dei CCGT nella transizione energetica**

Il mercato elettrico italiano (e, più in generale, europeo) è sollecitato da profonde trasformazioni che riguardano lo sviluppo massiccio di fonti rinnovabili non programmabili e la forte crescita attesa del fabbisogno elettrico per nuove applicazioni (ad esempio mobilità e riscaldamento). In tale contesto, gli impianti CCGT esistenti e che verranno realizzati nel prossimo futuro assicurano al sistema le necessarie risorse di riserva e bilanciamento, servizi che, in prospettiva, saranno sempre più indispensabili in un contesto caratterizzato da una crescente intermittenza della produzione delle fonti rinnovabili e dei consumi. Negli ultimi anni, anche a fronte dell'esaurimento dei margini utili disponibili sui mercati dell'energia, gli impianti a CCGT si sono specializzati nella fornitura di servizi alla rete migliorando le loro prestazioni in termini di flessibilità produttiva e affidabilità, a fronte di importanti investimenti. Tuttavia, negli ultimi mesi, la progressiva riduzione dei volumi approvvigionati sul MSD ha determinato profonde incertezze per la sopravvivenza del comparto a ciclo combinato esistente dal momento che il Mercato della Capacità è in grado di contribuire solo in parte alla copertura del costo totale di produzione, a fronte di nuovi rischi e oneri in capo ai produttori.

La riduzione di tali volumi è ascrivibile ad una serie di fattori, principalmente collegati ad azioni attuate dal TSO, anche su impulso di nuove regole definite dall'Autorità che dovranno fare oggetto di particolare attenzione nei prossimi anni. Riteniamo debbano essere attentamente presi in considerazione dall'Autorità i seguenti temi:

- *redditività per il comparto CCGT post 2024*. In considerazione delle azioni intraprese da Terna che hanno ridotto lo spazio di mercato, in vista della più ampia evoluzione del mercato all'ingrosso, stante il fabbisogno di servizi di dispacciamento e di risorse di *back up* che il sistema continua a esprimere, e data la mancanza di prospettive certe in merito alle fonti di remunerazione del comparto CCGT, riteniamo fondamentale valutare l'introduzione di adeguati strumenti per valorizzare la capacità di produzione elettrica alimentata a gas (tra cui forme di remunerazione di lungo periodo della capacità adeguatamente disegnate), al fine di garantirne l'adeguata redditività di tali impianti post 2024, in particolare in caso di mancato proseguimento dell'applicazione del Mercato della Capacità;
- *meccanismo di incentivazione alla riduzione dei costi di dispacciamento (introdotto con la delibera 597/2021/R/eel)*. Pur comprendendo la sottesa esigenza di riduzione dei costi per il sistema, Energia Libera chiede all'Autorità di garantire la piena trasparenza nella consuntivazione dei risultati ottenuti con questo meccanismo al fine di controllare gli effettivi risparmi ottenuti da Terna attraverso le azioni previste dal meccanismo ed evitando possibili *double-counting*;
- *analisi degli intervalli di fattibilità su X-Bid*. Come anche previsto nella delibera 218/2021/R/eel, è necessaria una valutazione da parte dell'Autorità delle modalità con cui Terna sta applicando gli intervalli di fattibilità previsti nell'ambito del nuovo mercato infragiornaliero *X-Bid*, considerando la perdita di opportunità e di flessibilità operativa imposta agli impianti di produzione e i vantaggi sotesi

per il TSO. Inoltre, sempre in linea con quanto previsto dalla già citata delibera, l'Autorità dovrebbe proporre soluzioni per una corretta remunerazione dell'opzione concessa al TSO attraverso gli intervalli di fattibilità nell'ambito della riforma del dispacciamento elettrico;

- *piano di sviluppo di compensatori sincroni da parte di Terna.* Riteniamo necessaria una valutazione del piano che Terna sta sviluppando sulla rete elettrica al fine di ridurre i volumi di servizi di regolazione di tensione acquistati dagli impianti di produzione introducendo compensatori sincroni e attivando contratti *ad hoc* per la loro fornitura senza messa a gara (recente caso Montalto di Castro). In particolare, si chiede di verificare la natura tecnica (impianti di produzione o elementi di rete) e giuridica (praticabilità del piano nell'ambito delle norme che regolamentano il settore) di tali dispositivi e valutare casi di possibile doppia remunerazione (RAB e incentivazione di cui al punto precedente). Sarebbe inoltre opportuno valutare possibili modelli alternativi per l'allocazione e la remunerazione del servizio con il coinvolgimento degli operatori di mercato.

### **Sviluppo dei sistemi di accumulo elettrico**

Energia Libera ha accolto con favore la consultazione dell'Autorità in merito ai criteri e le condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico ai sensi dell'art. 18 del d.lgs. 210/2021, ritenendo che procedure concorsuali e forme di contrattualizzazione a termine della capacità di stoccaggio – se ben disegnate – possano rappresentare uno strumento idoneo per stimolare gli investimenti. Si concorda con l'analisi effettuata dall'Autorità in merito agli effetti sul sistema elettrico di un'elevata penetrazione di FRNP che necessita di un maggior coordinamento tra le scelte di investimento in capacità di produzione, di stoccaggio e di trasmissione. A fronte di questa esigenza, si condivide l'opportunità di sviluppare ulteriormente il disegno del mercato a termine, salvaguardando le dinamiche concorrenziali dei mercati spot elettrici, dal momento che è improbabile che, in assenza di segnali di prezzo di lungo periodo, l'attuale design sia in grado – da solo – di garantire lo sviluppo delle risorse necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, preservando allo stesso tempo gli standard di sicurezza e adeguatezza.

In via generale, si ritiene che il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio introdotto dal d.lgs. 210/2021 debba quindi avere come obiettivo quello di fornire segnali di prezzo adeguati e sufficientemente stabili nel tempo al fine di mitigare il rischio eccessivo associato agli investimenti in nuova capacità di stoccaggio nel caso in cui la redditività di questi impianti dipendesse unicamente dall'andamento dei mercati *energy only*. Auspichiamo che tale obiettivo, che si condivide, venga perseguito:

- minimizzando gli impatti sul mercato elettrico all'ingrosso, per limitare i rischi connessi con la definizione di modelli ibridi in cui concorrono nel mercato *asset* regolati con altri la cui redditività – e dunque il mantenimento in efficienza – è dipendente esclusivamente da *revenue* di mercato. Il nuovo meccanismo dovrebbe dunque limitare, laddove possibile, gli impatti sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del MSD preservandone l'efficienza e la competitività. A questo fine si ritiene che i vincoli imposti alla nuova capacità di accumulo contrattualizzata nell'ambito del presente meccanismo non stimolino l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili in fase di progettazione degli impianti, né il mantenimento in efficienza e/o *upgrade* dell'impianto da parte del titolare in fase di gestione. L'imposizione di tali vincoli avrebbe inoltre impatti distorsivi sul funzionamento di MSD

spiazzando le offerte di operatori in concorrenza su questo segmento di mercato e rischiando di ridurre considerevolmente la significatività dei segnali di prezzo derivanti da tale mercato;

- nel rispetto del principio di neutralità tecnologica evitando di introdurre discriminazioni tra le tecnologie in grado di fornire i servizi richiesti. Da questo punto di vista, in linea con quanto proposto dall'Autorità, si ritiene preferibile che Terna individui per ciascun fabbisogno la relativa tecnologia in grado di soddisfare la specifica esigenza individuata e il relativo contratto standard in linea con le caratteristiche tecnologiche, organizzando quindi procedure concorsuali separate per soddisfare le diverse tipologie di fabbisogno. In via residuale, per i casi in cui un certo fabbisogno è invece soddisfatto da più di una tecnologia, si concorda sull'impostazione che prevede l'organizzazione di aste sequenziali. Si evidenzia che, in questo caso, nel rispetto del principio di neutralità tecnologica e diversamente da quanto proposto in consultazione al punto 2.20 lettera c), il *cap* in asta individuato dall'Autorità dovrà essere comunque definito in funzione della struttura di costo della tecnologia di riferimento che partecipa all'asta in oggetto.

### **Misure di emergenza sul caro prezzi**

Il 6 ottobre 2022 è stata pubblicata la versione finale del Regolamento UE 2022/1854 relativo a interventi di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia. Desta preoccupazione l'implementazione nella regolazione nazionale dell'art. 6 del Regolamento sul limite massimo ai ricavi complessivi di mercato (180 €/MWh) per i produttori inframarginali di energia (*cap*).

Infatti, il *cap* sulle rendite infra-marginali è stato introdotto con l'obiettivo di non colpire i produttori che non beneficiano effettivamente degli attuali prezzi elevati dell'elettricità, in quanto hanno coperto i loro ricavi dalle fluttuazioni del mercato all'ingrosso a un prezzo inferiore a quello del *cap*. In questo quadro, Energia Libera ritiene opportuno un chiarimento tempestivo sul coordinamento tra le misure europee e le misure già adottate in Italia (es. compensazione a due vie sulle FER all'art.15-*bis* del DL Sostegni-*ter*, n. 4/22), anche in termini di adeguamento del *cap* nazionale al *cap* europeo, in ragione del fatto che la decorrenza di applicazione della misura è fissata a partire dal 1° dicembre 2022. Al fine di consentire la necessaria penetrazione delle fonti rinnovabili e i relativi investimenti, riteniamo opportuno che tale misura sia transitoria e fortemente circoscritta al periodo emergenziale. Auspichiamo che la stessa misura non sia affiancata da ulteriori previsioni di contribuzione volte a temperare gli effetti della crisi energetica, a carico degli stessi soggetti. In particolare, mentre il *recital* 37 del Regolamento europeo sostiene la necessità di escludere dall'applicazione del *cap* alcuni produttori<sup>1</sup>, l'art. 7 stabilisce invece che gli Stati membri possono mantenere o introdurre misure che limitino ulteriormente (ossia rispetto al *cap* europeo) i ricavi di mercato dei produttori. Occorre inoltre tenere in considerazione che alcune delle fonti coinvolte hanno particolari costi di esercizio, come ad esempio le biomasse solide, e che conseguentemente non sarebbe congruo utilizzare per tutte il medesimo parametro di riferimento. È necessario per queste tecnologie adottare modalità di implementazione coerenti con i loro costi e con i sistemi di incentivazione attualmente in vigore.

---

<sup>1</sup> i. che abbiano già visto i propri ricavi limitati da misure nazionali *diverse da quelle adottate per far fronte all'attuale crisi energetica*; ii. i cui ricavi di mercato siano soggetti ad altre misure regolatorie che *prevedono un trasferimento diretto ai consumatori*.



A tal proposito, Energia Libera suggerisce di:

- applicare il *cap* solo ai ricavi netti effettivamente realizzati dalla vendita di elettricità, al netto di eventuali perdite collegate al rispetto degli obblighi contrattuali di compravendita di energia, di eventuali costi di *buyback* e contemplando i costi degli sbilanciamenti, escludendo altresì anche i ricavi derivanti dalle operazioni effettuate sul MI e sul MSD, quali mercati di servizi per la sicurezza del sistema;
- limitare l'applicazione del tetto sui ricavi al 90% dei ricavi di mercato che superano il *cap*;
- rivedere i prezzi di riferimento riportati alla tabella di cui all'allegato I-bis del DL Sostegni-ter in coerenza con gli obiettivi e i principi previsti dal Regolamento UE 2022/1854 e con il *cap* ivi definito (180 €/MWh). In particolare, per rispettare il principio di proporzionalità e non discriminazione della misura, evitare una sovrapposizione tra i due strumenti e assicurare la copertura dei costi di esercizio (es. per impianti a biomasse);
- escludere dall'applicazione del *cap* gli impianti idroelettrici a bacino e serbatoio non rientranti nelle cd. *tecnologie inframarginali*, come indicato nello stesso Regolamento UE;
- garantire un periodo di *settlement* coerente con il periodo temporaneo di durata, e la natura sostanzialmente fiscale, della misura (es. non un *timeframe* orario) e applicare il *cap* alla media pesata dei ricavi di un periodo ad es. mensile e non alla singola transazione;
- consentire agli operatori di indicare la presenza di eventuali operazioni di *hedging*, in tutte le sue forme (incluso il *proxy hedging*), che possano impattare sui ricavi effettivamente realizzati.

### **Misure per ridurre il consumo di gas**

La delibera 430/2022/R/eel recepisce l'art. 5-bis del DL 14/2022, relativo alla realizzazione di un programma di massimizzazione della generazione termoelettrica da impianti alimentati a combustibili diversi dal gas naturale (carbone, olio combustibile, bioliquidi sostenibili), approvando i criteri per formulazione delle offerte e per la remunerazione degli impianti interessati dal programma.

Energia Libera esprime innanzitutto la necessità che l'applicazione di tale misura avvenga secondo principi di trasparenza e che, in tal senso, Terna pubblichi l'orizzonte temporale di interesse per il programma di massimizzazione, per ridurre le asimmetrie informative tra tutti i partecipanti al mercato ingrosso *power*. Il comportamento di offerta sui mercati delle centrali coinvolte risponde alle logiche disciplinate dal regime di essenzialità ordinario, derogando ai principi di libera formazione dei prezzi; pertanto, Energia Libera ritiene debba esser reso noto – seppur in via approssimativa – un primo termine entro il quale Terna considera applicabile tale programma.

Inoltre, l'art. 4.3 della delibera 430/2022/R/eel prevede che al termine del periodo di massimizzazione, l'utente del dispacciamento titolare di un impianto interessato non essenziale possa richiedere la reintegrazione di costi fissi del medesimo impianto. Si ritiene che, nel caso particolare degli impianti coinvolti dal programma di massimizzazione, debba essere semplificata la procedura per la richiesta di reintegro dei costi rispetto a quella disciplinata dalla delibera 111/06, al fine di:

- ridurre le tempistiche per l'ottenimento del reintegro per i produttori. Si teme, infatti, che l'aumento delle istanze da processare, possa portare a tempi di lavorazione non congrui con la necessità di



reintegrazione dei costi richiesta da quei produttori che, in questa fase delicata e complessa, possono essersi trovati a dover investire sulle centrali per rispettare gli obblighi di massimizzazione della loro disponibilità, imposti dal DL cd. Ucraina;

- ridurre l'operatività dei produttori, degli Utenti del Dispacciamento nonché l'impegno da parte dell'Autorità e Terna.

In tal senso, una modifica della procedura rispetto a quella prevista dalla delibera 111/06 potrebbe meglio adattarsi al caso specifico, individuando anche modalità più semplici, veloci e snelle per la richiesta e l'invio dei documenti.

## MERCATO INGROSSO – GAS

### Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale

Il Regolamento UE 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, prevede, tra l'altro, che ogni Stato Membro dell'Unione Europea rediga, con periodici aggiornamenti, tre documenti utili a descrivere i rischi dei sistemi nazionali del gas naturale, ad attuare precauzioni affinché il rischio sia mitigato e a gestire situazioni di crisi. Questi documenti sono la Valutazione del rischio (*risk assessment*), il Piano di azione preventiva (*preventive action plan*) ed il Piano di emergenza (*emergency plan*).

Il Regolamento prevede che:

- il Piano di azione preventiva e il Piano di emergenza siano pubblicati sul sito del MASE nella versione aggiornata;
- il Piano di emergenza sia aggiornato ogni quattro anni a decorrere dal 1° marzo 2019 o più frequentemente se le circostanze lo giustificano o su richiesta della Commissione.

Inoltre, l'addendum al Piano di emergenza gas, pubblicato in data 31 ottobre 2022 in ottemperanza al Regolamento UE 2022/1369, riporta esclusivamente le misure di riduzione volontaria della domanda gas già indicate nel Piano nazionale di contenimento dei consumi pubblicato in data 6 settembre dal MASE.

Allo stato permangono diversi elementi di criticità che potrebbero incidere sull'equilibrio economico e finanziario del sistema:

- non è ancora certo quando entreranno in esercizio i nuovi impianti di rigassificazione;
- a prescindere dallo sforzo profuso per il riempimento degli stoccaggi, non ci sono garanzie sul mantenimento in sicurezza del sistema gas, né forme di incentivazione per il mantenimento del gas in stoccaggio al fine di contribuire a garantire la sicurezza del sistema per il prossimo inverno;
- l'instabilità derivante dal rischio di discontinuità della fornitura ai clienti si aggiunge a quella derivante dal fattore prezzo, rendendo la situazione ancora più complessa.

A fronte dei rischi di scarsità degli approvvigionamenti di gas, il sistema termoelettrico potrebbe non disporre di strumenti adeguati a garanzia della stabilità delle proprie forniture nel quadro normativo e regolatorio vigente.

A tal proposito, **Energia Libera ritiene necessario:**

- verificare e condividere con urgenza l'aggiornamento del Piano per le circostanze straordinarie del prossimo anno termico (salvo che le circostanze richiedano ulteriori aggiornamenti più frequenti);
- verificare come verranno implementati gli strumenti posti in campo dal Regolamento UE per l'aggregazione della domanda di gas e l'acquisto congiunto di gas, non solo in funzione della copertura della domanda nell'anno termico, ma anche per supportare il riempimento dello stoccaggio del gas nella prossima stagione di iniezione;
- in funzione dell'essenzialità del servizio pubblico prestato dal settore termoelettrico, promuovere l'istituzione di un Tavolo di confronto che coinvolga Istituzioni preposte, operatori ed esperti del settore per la definizione di interventi tempestivi a tutela della continuità del servizio elettrico, apportando gli opportuni adeguamenti alla normativa in essere;
- completare la valorizzazione, e la relativa definizione del relativo *merit order*, delle "misure non di mercato" nazionali in caso di attivazione del livello di emergenza;
- con riferimento alla definizione delle modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica degli industriali, nonché delle sanzioni da applicare ai soggetti aggiudicatari del servizio in caso di mancata attivazione dell'interruzione della fornitura, come previsto all'articolo 1, comma 2 del decreto MiTE del 21 ottobre 2022, preservare il principio di completa neutralità fisica e finanziaria degli operatori a monte della filiera, garantendo che eventuali extra-costi e responsabilità non gravino sugli operatori stessi.

### **Contenimento dei consumi**

A seguito della pubblicazione il 6 settembre 2022 del Piano nazionale di contenimento dei consumi, il MASE ha definito una serie di interventi e di misure, anche di natura comportamentale, con la finalità di ridurre i consumi di gas.

La riduzione dei consumi accresce una situazione estrema incertezza di mercato e aumenta l'esposizione finanziaria dei soggetti fornitori, dovuta principalmente a:

- bassa liquidità, alta volatilità e tensioni sui prezzi;
- enorme fabbisogno finanziario necessario a soddisfare le esigenze di garanzie per il sistema, sia nei confronti del Responsabile del Bilanciamento<sup>2</sup> che per la partecipazione ai mercati fisici e finanziari (v. punto successivo);
- maggiori rischi nella gestione dell'attività di vendita (rischio controparte, capitale circolante, marginazione/capitale immobilizzato, oneri sbilanciamento);
- anticipazione di cassa (con applicazione di differenti condizioni di prezzo in fase di bilanciamento rispetto alla fase di aggiustamento) per meccanismi allocativi di volumi stimati maggiori, data la regola di allocazione attuale basata su CA \*profilo standard\* Wkr, per tutti i clienti che non hanno lettura G/M;
- incremento delle perdite sui crediti a parità di tassi di insolvenza (presumibilmente in peggioramento con lo scenario attuale).

---

<sup>2</sup> A tal proposito si richiamano le proposte trasmesse con la segnalazione del 7 ottobre u.s., prot. n. 131.





A per fronteggiare tali criticità, **Energia Libera ritiene necessario:**

- modificare il consumo annuo (CA) e i profili di prelievo standard mediante approccio semplificato, al fine di tenere in considerazione l'impatto dei recenti interventi normativi sulla stima dei consumi dei clienti finali;
- rivedere le modalità di aggiornamento del calcolo dell'esposizione del sistema nei confronti dell'Utente del Bilanciamento, nell'ottica di contenere l'incremento delle garanzie richieste dal RdB;
- avviare un confronto tecnico urgente con gli operatori sul tema.

### **Impatti finanziari sul comparto gas**

Il *trend* rialzista dei prezzi delle *commodities* nel corso del 2022 ha avuto ripercussioni sugli operatori del comparto gas. Si è verificata una forte crescita delle richieste di marginazione da parte della Controparti Centrali, che rischiano di minare la stabilità del sistema. Si rileva un costante incremento del tasso di morosità, dovuto alle difficoltà finanziarie dei clienti a fronte di bollette per le forniture energetiche. È un fenomeno economico-sociale che aggrava la disponibilità di *cash flow* operativo degli operatori e può determinare crisi di liquidità per le aziende energetiche e un aumento dei costi di sistema.

**Energia Libera propone di valutare l'adozione di misure urgenti**, tra le quali la messa a disposizione per gli operatori di risorse dedicate a cui attingere, come avvenuto in diversi Paesi europei, per adempiere alle richieste di adeguamento di garanzie e margini come:

- liquidità immediata e dedicata (ad esempio tramite erogazioni da parte della CDP o da parte di altri intermediari su fondi MEF);
- ampliamento delle tempistiche di incasso del valore delle commodity acquistate sulle piattaforme GME (ferme restando le tempistiche di pagamento del medesimo Gestore), passando da settimanali a mensili a 30 giorni;
- garanzie rilasciate da SACE direttamente nei confronti delle Controparti Centrali che potrebbero adempiere alle richieste di adeguamento di garanzie e margini.

### **Utilizzo del gas disponibile negli stoccaggi**

Con il decreto 14 marzo 2022, il MASE ha introdotto disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2022/2023, per tener conto della crisi Russia- Ucraina, con l'obiettivo di riempire almeno il 90% delle capacità di stoccaggio nazionali disponibili. A dette disposizioni è seguita una serie di provvedimenti del MASE, del Governo e dell'Autorità, tra cui anche quello del riempimento dei volumi di stoccaggio destinati al servizio di ultima istanza, coinvolgendo nell'intero processo di acquisto e immissione in stoccaggio il GSE e Snam Rete gas.

Il gas attualmente presente in stoccaggio è stato iniettato, per quantitativi non ancora ufficiali, da Snam Rete gas e GSE. Le modalità di rilascio di questi volumi agli operatori, così come previsto dal Decreto MASE del 22 giugno 2022 e dal decreto MASE del 20 luglio 2022, non sono ancora state definite. Il completamento di tale quadro è necessario al fine di:

- consentire l'uso più ragionevole ed efficiente delle risorse di stoccaggio allo scopo di garantire la stabilità delle forniture di gas naturale per il prossimo inverno



- avere completa visibilità dei costi di sistema che tale campagna di iniezione ha comportato, auspicando la minimizzazione degli oneri che potrebbero ricadere, anche in fase di erogazione, sul sistema e, in particolare, sui soggetti che non avranno accesso alle risorse iniettate in ultima istanza.
- ridurre l'incertezza generata nel mercato e contenere le oscillazioni di prezzo del mercato *forward*.

A tal proposito, **Energia Libera ritiene necessario:**

- definire modalità di vendita del gas stoccato, individuando tempestivamente tempi, prezzi, destinatari, condizioni, ecc., di vendita del gas oggetto del servizio di riempimento di ultima istanza effettuato da Snam Rete gas e da GSE;
- prevedere procedure d'asta trasparenti e non discriminatorie, aperte a tutti gli operatori di mercato, con orizzonte temporale che copra l'intero inverno, a condizioni di prezzo allineate a quelle di mercato e senza che il processo chieda agli operatori coinvolti di produrre garanzie aggiuntive.

## MERCATI RETAIL

### Morosità

Il perdurare della crisi dei prezzi dell'energia e delle difficoltà che i consumatori finali si trovano e si troveranno ad affrontare si tradurrà in un aumento dei livelli di morosità nel territorio nazionale. In questo contesto:

- l'esponenziale aumento dei costi di approvvigionamento crea difficoltà crescenti per le imprese di vendita nel mantenere l'equilibrio economico/finanziario;
- assumono sempre maggior rilievo l'aumento del costo della morosità, dovuto sia all'incremento del valore delle bollette non pagate sia al maggior numero di clienti morosi, e gli interventi governativi che hanno promosso misure di rateizzazione ai clienti.

A riguardo, **Energia Libera ritiene necessario:**

- semplificare gli oneri gestionali in capo agli Operatori in caso di rateizzazioni;
- un intervento urgente da parte dell'Autorità in merito ai casi in cui risulti impossibile il recapito delle raccomandate di costituzione in mora ai clienti finali. Il venditore si trova infatti a sopportare costi crescenti, e in previsione dei mesi invernali sempre più insostenibili, collegati al mancato pagamento di consumi presso punti di fornitura con riferimento ai quali nessuna azione di sospensione nei fatti può essere avviata, anche a causa di comportamenti opportunistici del cliente finale. In seguito all'esito negativo di tutti i tentativi ragionevolmente possibili di recapito della raccomandata da parte del venditore, questi punti dovrebbero essere trattati alla stregua di non disalimentabili, consentendo la risoluzione contrattuale da parte del venditore, come già segnalato da Energia Libera nella nota 27 gennaio 2021, prot. n. 15;
- aggiornare i criteri, fermi al 2014, per individuare il numero minimo di tentativi di intervento in capo alle imprese distributrici gas per la sospensione della fornitura per la morosità (c.d. "capacità di sospensione");
- riprendere il percorso volto al superamento dei vincoli tecnici ancora esistenti in termini di funzionalità dei misuratori, affinché possa concretizzarsi la proposizione di offerte commerciali



prepagate, che potrebbero efficacemente prevenire l'esposizione dell'intero sistema per morosità del cliente finale e garantirebbero ai clienti con situazione creditizia deteriorata una possibilità maggiore di stipulare contratti con fornitori di mercato libero.

### **Tempistiche superamento tutele di prezzo per clienti domestici**

L'attuale percorso di liberalizzazione dei mercati energetici, elettrico e gas, è messo in discussione a causa del perdurare e intensificarsi della crisi dei prezzi dell'energia e mancano indicazioni sulle modalità con le quali si intende gestire il processo di uscita consapevole dei clienti dal regime tutelato.

Per quanto riguarda la fine tutela gas, la scadenza precedentemente fissata all'1 gennaio 2023 sarà verosimilmente posticipata al 1 gennaio 2024 dal DL Aiuti-*quater*, emanato a poche settimane dalla scadenza stessa e mentre era già avviato, da parte dell'Autorità, il procedimento per disciplinarne la rimozione e definire le condizioni di erogazione della fornitura ai clienti vulnerabili (cfr. delibera 489/2022/R/com).

A tal proposito, **Energia Libera ritiene necessario:**

- evitare ulteriori proroghe ed utilizzare il nuovo tempo a disposizione per definire in maniera tempestiva le modalità con le quali sarà gestito il processo di liberalizzazione su entrambi i mercati, al fine di garantire un quadro certo a consumatori ed operatori. L'incertezza attuale mette infatti in seria difficoltà gli operatori, sia nelle proprie scelte commerciali – ne è un esempio quanto avvenuto nelle ultime settimane in relazione allo svolgimento delle aste per l'assegnazione del servizio tutele graduale per le microimprese elettriche - che nel rapporto con i clienti, che risultano disorientati dalle continue modifiche di scenario, per di più in assenza di una diffusa campagna di informazione istituzionale;
- che l'Autorità, avvalendosi delle maggiori tempistiche a disposizione, si orienti verso soluzioni meno complesse, anche attraverso il coinvolgimento attivo da parte del Sistema Informativo Integrato; a tal proposito, quanto proposto dal DCO 494/2022/R/com per il mercato gas rappresenta un punto di partenza;
- per il mercato elettrico, adottare soluzioni che perseguano gli obiettivi di pluralismo e concorrenzialità propri della Legge Concorrenza 2017;

Ulteriori preoccupazioni suscita l'implementazione nella regolazione nazionale dell'art. 12 del Regolamento UE 2022/1854 sull'estensione temporanea alle PMI (e, in generale, anche ad altri segmenti di consumatori) degli interventi pubblici di fissazione dei prezzi dell'energia elettrica. A tal riguardo, evidenziamo che l'imposizione di un prezzo di vendita per la fornitura dell'energia elettrica inferiore al suo costo, compensando i fornitori di energia per tale differenza di prezzo, è misura che - creando un riferimento di prezzo artificiale al di sotto del costo - impatta negativamente sulle dinamiche concorrenziali con potenziali impatti sulla sopravvivenza di operatori anche virtuosi.

### **Leggi regionali per misure compensative sui costi ai consumatori**

Nelle ultime settimane, due Regioni italiane, Basilicata e Puglia, hanno avviato autonomamente delle misure di supporto mirate a fornire compensazioni economiche ai consumatori finali per alleviare gli effetti della crisi energetica sulle bollette (Disciplinare di attuazione della legge regionale 23 agosto 2022 n. 28 della Basilicata; Proposta di legge su "Misure urgenti per il contenimento dei costi del gas delle famiglie pugliesi"). Queste



misure, soprattutto nel caso in cui si moltiplichino, presentano profili estremamente critici sia dal punto di vista concorrenziale che della loro gestione operativa. In particolare:

- misure intraprese a livello di singola Regione, con criteri, modalità di applicazione e tempistiche eterogenei sono estremamente critiche per gli operatori da un punto di vista gestionale e operativo, in quanto richiedono interventi ad hoc sui sistemi di fatturazione complessi da gestire con le tempistiche prospettate. Allo stesso tempo dette misure non sembrano aver subito un processo di preliminare concertazione con l'Autorità tale da garantire modalità applicative coerenti con la regolazione esistente in materia
- importanti sono anche gli impatti concorrenziali: gli operatori che decidessero di aderirvi per salvaguardare il proprio mercato all'interno della Regione sarebbero esposti a ingenti oneri implementativi e finanziari. Viceversa, la decisione di non aderire al meccanismo o l'impossibilità di attuarlo nei tempi previsti comporterebbe uno svantaggio competitivo e un danno reputazionale
- l'azzeramento o la riduzione del costo della materia prima ha un effetto boomerang a livello di sistema perché costituisce un incentivo implicito ai consumi, quando invece serve promuovere urgentemente ed esplicitamente una riduzione della domanda, anche in linea con i più recenti orientamenti degli organismi comunitari

**Energia Libera ritiene necessario che:**

- le modalità operative di ogni intervento di supporto siano concordate e centralizzate a livello nazionale e coordinate con il quadro di riferimento operativo ed amministrativo nazionale, per evitare il proliferare di misure eterogenee a livello territoriale;
- tutte le iniziative di sostegno per i consumatori, anziché agire direttamente sulle componenti di prezzo dell'energia, siano indirizzate più opportunamente – al di fuori della bolletta e in misura indipendente dai consumi energetici – ai segmenti della popolazione più esposti:
- sia avviato un Tavolo di coordinamento per consentire un confronto tra i diversi livelli amministrativi e l'Autorità, al fine di individuare soluzioni il più possibile efficaci e concertate da applicare con modalità tecnicamente efficienti e compatibili su tutto il territorio nazionale.

**Criticità relative agli indicatori sulla qualità dei *call center***

Nell'ultimo anno, a causa sia del contesto eccezionale e delle diverse misure intraprese da Governo e Autorità (rateizzazioni, bonus sociali, credito di imposta, meccanismi di sostegno) sul fronte energetico, gli operatori hanno riscontrato un aumento significativo del numero di chiamate ai propri call center. Situazione che nei prossimi mesi non potrà che aggravarsi.

In tale contesto, anche rafforzando il personale dei *call center*, l'aumento del numero di chiamate sta inevitabilmente causando dei disservizi ad alcuni clienti sotto forma di aumento dei tempi medi di attesa. Disservizi che possono avere ricadute negative sugli indicatori di qualità Accessibilità al servizio, Tempo medio di attesa e Livello di servizio.

A tal proposito, **Energia Libera ritiene necessario che:**

- l'Autorità monitori attentamente, anche grazie alle segnalazioni dirette di operatori e Associazioni, l'entità del fenomeno, così da poter valutare eventuali interventi, anche temporanei, di aggiustamento dei livelli di qualità servizio
- si valuti un aggiornamento del Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita (TIQV), esaminando le proposte di intervento riguardo la qualità dei servizi telefonici trasmesse dalle Associazioni nell'ambito del Tavolo di lavoro per la revisione del TIQV di fine 2021;
- sia avviato un tavolo di confronto *ad hoc* con gli operatori per discutere della problematica e individuare delle soluzioni;
- l'Autorità monitori anche l'andamento degli indicatori di qualità commerciale relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE), in quanto le strutture di *back office* dei Distributori sono chiamate a gestire reclami relativi all'attività di gestione della misura e a fornire riscontri a richieste di misura sempre crescente a causa della crisi.

## EFFICIENZA ENERGETICA E SOLUZIONI DECENTRATE

### Comunità energetiche

La transizione energetica passa anche dallo sviluppo e dal consolidamento di nuovi modelli di produzione e consumo dell'energia, che sono definiti dal concetto di *Comunità energetica rinnovabile* dove è previsto il ruolo attivo del consumatore e una partecipazione diretta dei cittadini e non solo.

La diffusione della produzione di energia elettrica sul territorio caratteristica delle configurazioni riferibili alle Comunità energetiche può portare ad una maggiore consapevolezza dei singoli consumatori rispetto alle proprie esigenze di consumo ed alle modalità di utilizzo dell'energia prodotta e può tradursi anche in una spinta gentile verso l'adozione di comportamenti di consumo efficienti.

Nonostante i ritardi con cui si sta definendo il quadro normativo/regolatorio, il completamento normativo dovrebbe essere alle battute finali.

Per accelerare lo sviluppo delle Comunità energetiche **è fondamentale:**

- completare il quadro regolatorio/normativo di riferimento, fattore cardine per la costituzione e l'ingegnerizzazione dei modelli di autoconsumo. Gli ultimi atti attesi sono i decreti incentivanti da parte del MASE, che tardano ad arrivare, e la pubblicazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) da parte dell'Autorità, come anticipato nel DCO 390/2022/R/eel;
- confermare la presenza di soggetto terzi specializzati come le ESCO a supporto delle Comunità energetiche assumendo, ad esempio, le responsabilità di coordinamento dei vari membri delle configurazioni, di interfaccia della comunità con l'esterno e di gestione dei rapporti e dei flussi economici che si generano all'interno della Comunità energetica;
- chiarire che le grandi imprese, seppur con un ruolo non di controllo come previsto dalla legge, possano partecipare come utenti (si pensi ad esempio alla GDO);
- che l'incentivazione sia tale da attrarre investimenti identificando un giusto *trade-off* tra la necessità di favorire una diffusione capillare sul territorio dell'autoconsumo, valorizzando quindi impianti di più piccola taglia, e al contempo non limitare lo sviluppo di impianti di taglia maggiore;



- che l'Autorità stabilisca delle tempistiche massime stringenti affinché il GSE, in collaborazione con i distributori, pubblici delle *mappe convenzionali* finalizzate all'identificazione delle utenze aggregabili in una CER;
- definire una transizione chiara per il passaggio dal regime sperimentale a quello definitivo, chiarendo, ad esempio, nel caso in cui ad una configurazione che abbia un impianto che goda dell'incentivo previsto per il regime sperimentale si vada aggiungere un ulteriore nuovo impianto o sezione entrata in esercizio nel regime definitivo;
- confermare le premesse di inquadramento normativo e regolatorio già poste, a garanzia di trasparenza e di flessibilità, in modo da consentire lo sviluppo di configurazioni il più possibile aderenti ai profili ed alle esigenze di consumo dei partecipanti alle Comunità energetiche;
- contribuire a valorizzare la partecipazione delle Comunità energetiche ai meccanismi di efficienza energetica e/o di flessibilità, anche mediante un operatore di mercato aggregatore che si relazioni con il sistema elettrico per la gestione dei carichi, la risoluzione di criticità nel dispacciamento, un utilizzo più efficiente delle reti.

Alessandro Bianco - Segretario generale