



**TIRRENO POWER**

## Audizioni periodiche ARERA 2022

**FABRIZIO ALLEGRA – DIRETTORE GENERALE**

---

28 Novembre 2022

<p><b>Ruolo strategico dei CCGT</b></p>	<p>Vorrei usare il tempo a mia disposizione per <b>focalizzare l'attenzione sul settore della produzione elettrica a ciclo combinato a gas</b>, il suo ruolo nella crisi energetica in atto e le problematiche che da questa fase sono scaturite per gli operatori e la gestione degli impianti.</p> <p>Il ruolo dei CCGT si è reso sempre più chiaro dall'esercizio che è stato richiesto a questi impianti nelle diverse (e prima mai sperimentate) condizioni del sistema elettrico in questi ultimi anni.</p> <p>I cicli combinati a gas hanno svolto una funzione di <b>sostegno della rete e bilanciamento delle fonti rinnovabili</b> durante la pandemia e di <b>copertura del crescente fabbisogno</b> durante la ripresa. Fino al caso della <b>scorsa estate</b> quando, a fronte della grave carenza di risorse idroelettriche e all'indisponibilità degli impianti termoelettrici situati sul bacino del Po, il resto del comparto a gas è stato determinante per assicurare la continuità del servizio elettrico nel momento apicale della crisi energetica.</p> <p>A fronte di tale ruolo strategico nel sistema elettrico italiano, gli impianti a gas sono ormai <b>l'unica fonte davvero "a mercato"</b> considerando le rinnovabili incentivate, il carbone oggi diventato must-run per fronteggiare la crisi e, domani, il comparto degli accumuli, spinto dal nuovo meccanismo regolato da poco consultato.</p>
<p><b>La generazione a gas nel contesto della crisi</b></p>	<p>Nel contesto della crisi energetica, d'altro canto, essendo il gas la fonte marginale che fissa il prezzo di mercato, gli operatori a CCGT non hanno sviluppato "extraprofiti" ma hanno dovuto <b>far fronte ad una serie di gravi criticità</b>.</p> <p>Con le quotazioni del gas altamente volatili che stiamo sperimentando, <b>fissare i margini di generazione</b> risulta estremamente complicato perché i mercati spot delle diverse commodity non chiudono nello stesso momento e il mercato del gas, diversamente da quello elettrico, è facilmente influenzabile dai <i>rumor</i> di mercato e, pertanto, estremamente variabile anche nel corso di un singolo giorno.</p> <p>Negli ultimi mesi, incrementi dei prezzi di gas ed energia esorbitanti hanno causato <i>margin call</i> di dimensioni tali da generare una <b>fortissima tensione finanziaria anche per operatori di grandi dimensioni</b> e la volatilità che sperimentiamo impone di adeguare le garanzie anche su base giornaliera. Hanno fatto notizia, negli ultimi mesi, le <b>linee di credito straordinarie</b> (anche per volumi) concesse ad alcuni operatori per far fronte a questa eccezionale situazione. Su questo fronte, alcuni Paesi (Svizzera e Nordici) si sono mossi già a inizio settembre mentre, benché il tema sia stato attenzionato, mancano ancora misure di sostegno a livello italiano ed europeo.</p> <p>Tra le misure più urgenti per affrontare la crisi, figura proprio <b>la messa a disposizione di liquidità e garanzie</b> per gli operatori del sistema schiacciati dagli effetti che l'attuale prezzo del gas genera sul circolante. Si tratta di strumenti chiaramente non nell'ambito decisionale di ARERA ma su cui certamente l'Autorità può farsi parte diligente, raccogliendo e facendo proprie le segnalazioni degli operatori.</p>

<p>L'avvio del capacity market</p>	<p>Un altro tema centrale è rappresentato dalle difficoltà riscontrate nel <b>reperire i volumi di gas necessari</b> per garantire la produzione degli impianti termoelettrici e dal rischio, nel corso dei prossimi mesi, di condizioni di scarsa liquidità anche al punto di scambio virtuale. Pur a fronte dell'essenzialità del servizio pubblico prestato, infatti, il sistema termoelettrico non dispone di strumenti di tutela adeguati a garanzia della stabilità delle proprie forniture nel quadro regolatorio vigente.</p> <p>Da questo punto di vista, pensiamo a cosa sarebbe potuto accadere questa estate (sia in termini di prezzo dell'energia, sia della sicurezza del sistema) se anche uno solo degli operatori a gas non fosse stato in grado di assicurare la propria disponibilità a produrre.</p> <p>La <b>campagna per l'approvvigionamento del gas</b> per il nuovo anno ha subito pesanti ripercussioni a causa dell'incertezza percepita sul mercato in vista del prossimo difficile inverno (ma l'estate 2023 potrebbe essere altrettanto complicata). Gli operatori si trovano, pertanto, esposti alla <b>corresponsione di margini fissi finora mai sperimentati</b> per la copertura dei costi finanziari e dei rischi sottesi alla fornitura e alle enormi incertezze collegate a dover ricorrere, in ultima istanza, a <b>forniture a prezzo di sbilanciamento</b>.</p> <p>Su questa dimensione, l'effetto degli <b>interventi di Snam Rete Gas sul mercato</b> è già oggi percepibile. Secondo una nostra analisi, nei giorni del 2022 in cui Snam è intervenuta sul mercato, il prezzo DSK si è mediamente discostato dalla quotazione del PSV di circa il 20%. Ma, ciò che più conta, è l'amplissima variabilità sul singolo giorno (<u>ad esempio, lo scorso 30 ottobre lo scostamento è stato del 220%</u>) che comporta rischio di vendite sul MSD sottocosto, considerando anche i vincoli di offerta imposti dal capacity market. Una situazione che incrementa notevolmente il profilo di rischio degli operatori a gas.</p> <p>D'altro canto, il 2022 è stato il <b>primo anno di applicazione del capacity market</b>. Uno strumento varato in un momento di mercato turbolento e che ha avuto bisogno di una manutenzione straordinaria in corsa proprio a causa delle quotazioni esorbitanti del gas di inizio marzo. Un pronto intervento dell'Autorità che ringraziamo per aver ascoltato le segnalazioni degli operatori e aver così garantito la funzionalità del mercato della capacità evitando il propagarsi dei rischi anche sul mercato elettrico.</p> <p>Sul meccanismo del mercato della capacità, permane la <b>criticità della gestione delle indisponibilità</b> degli impianti a cui è associato un sistema di penali estremamente gravoso. Che, nei casi di inadempimento definitivo (tra restituzione del premio e oneri di riallocazione) può determinare una condizione di grave squilibrio economico finanziario per operatori anche di media dimensione.</p> <p>In questi mesi, sul <b>mercato secondario</b> sono stati scambiati mediamente <u>meno di 300 MW/mese (pari a circa lo 0,5% delle quantità vendute in asta madre)</u>. Ciò evidenzia che tale mercato non rappresenta uno strumento idoneo a gestire le indisponibilità, mancando i volumi necessari a coprire il fuori servizio anche di un solo grande impianto.</p>
------------------------------------	---

<p><b>Prospettive del comparto</b></p>	<p>Non resta agli operatori che rivolgersi al <b>mercato assicurativo</b>. Tirreno Power ha sottoscritto per il 2022 una polizza assicurativa innovativa (la prima in Italia per coprire i rischi del nuovo mercato) che, tuttavia, riesce solo a mitigare parzialmente i rischi sottesi al contratto di capacità e si presenta estremamente onerosa per la mancanza di una pluralità di assicuratori in grado di fornire il servizio (anche per il 2023, solo un assicuratore propone offerte).</p> <p>Parlando della redditività prospettica del comparto a CCGT, si evidenzia che, pur a fronte dell'aumento atteso del fabbisogno di flessibilità e servizi di rete che un sistema ad alta intensità di rinnovabili genererà, i margini operativi degli impianti deputati a fornire tali prestazioni potrebbero non essere sufficienti a mantenerli in esercizio. Per quanto riguarda i mercati di riferimento, segnalo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'incertezza circa il prosieguo di misure di remunerazione della capacità dopo il 2024.</li> <li>- La progressiva erosione dello spazio di mercato contendibile sul MGP, come detto poc'anzi.</li> <li>- Un progressivo depauperamento del MSD.</li> </ul>
<p><b>Conclusioni</b></p>	<p>Soffermandomi laddove l'azione dell'Autorità può essere più determinante (MSD e capacity market), espongo molto brevemente le linee cui, secondo noi, è necessario lavorare per mettere in sicurezza gli ambiti di mercato su cui i cicli combinati a gas fanno affidamento.</p> <p>In merito alla <b>remunerazione della disponibilità di capacità</b>, è necessario definire un meccanismo con una prospettiva stabile, stante la strategicità del servizio per il sistema, tanto più in una fase così critica. Se si tratterà di continuare l'attuazione del meccanismo del capacity market, chiediamo che su questo sia avviata una riflessione insieme agli operatori del settore per valutare il funzionamento dello strumento dopo il suo primo anno di vita ed eventuali correttivi, quantomeno per ridurre l'onerosità del sistema di penali e introdurre una <b>modalità gestione delle manutenzioni programmate di maggiore durata</b> (major inspection), attualmente non contemplate all'interno del sistema di esenzione dalle penali.</p> <p>Circa il <b>MSD</b>, auspichiamo che l'attesa riforma del dispacciamento elettrico (TIDE) determini una corretta valorizzazione delle diverse risorse messe a disposizione della rete e che tale intervento circoscriva attentamente anche gli ambiti di azione del TSO su tale mercato.</p> <p>Faccio riferimento, ad esempio, al sistema degli <b>intervalli di fattibilità</b> che, per come attualmente gestito, riduce sensibilmente i margini di manovra degli impianti sui mercati infragiornalieri (con una conseguente perdita di opportunità) e garantisce a Terna un'opzione gratuita per gestire l'operatività degli impianti. Ma, in prospettiva, va considerato anche il ruolo che il TSO giocherà nella gestione degli accumuli incentivati nel nascente meccanismo o i sistemi di incentivazione.</p>

	<p>Per tutti questi motivi, auspichiamo che le prospettive del comparto a ciclo combinato possano essere oggetto di una riflessione approfondita che coinvolga operatori e uffici dell’Autorità nei prossimi mesi, nell’ottica di comprendere le criticità del settore e le soluzioni regolatorie migliori per preservare gli ambiti di mercato su cui questi impianti fanno affidamento.</p>
--	---