



Audizione ARERA 2022

Crisi energia: prospettive e proposte settoriali

30 novembre 2022

Gentile Presidente, Gentili Componenti dell'Autorità,

Vi ringrazio per avere invitato Confindustria a questa audizione.

Premessa

Nell'ambito del Pacchetto "Fit for 55", la Commissione europea ha pubblicato una serie di nuove proposte per ridurre le emissioni GHG di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai valori del 1990. Inoltre, in seguito allo scoppio della guerra russo-ucraina è stata presentata la bozza di un Piano di investimenti da 210 miliardi di euro (cosiddetto "RepowerEU") con cui l'Europa intende rinunciare entro 5 anni all'importazione di fonti fossili dalla Russia, tagliando due terzi dell'import entro la fine di quest'anno. Nel piano sono presenti numerose proposte coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione, tra cui rafforzare le misure di efficienza energetica a lungo termine (dal 9% fissato dal pacchetto "Fit for 55" al 13%) e rivedere al rialzo (dal 40% al 45%) gli obiettivi al 2030 della Direttiva sulle energie rinnovabili.

La crescita del peso delle fonti rinnovabili, con una penetrazione attesa nel settore elettrico al 65% secondo i target nel 2030 o al 90% nel 2050, consentirà, in prospettiva, di ridurre sia il peso del gas nel mix energetico sia il grado di dipendenza energetica dall'estero e, non da ultimo, il prezzo dell'energia.

Nei prossimi anni dovremmo quindi gestire un'accelerazione senza precedenti degli investimenti in energia rinnovabile. Questo sviluppo richiede un cambio radicale di paradigma nel mercato elettrico: in tutti i paesi europei, sul piano strutturale, passeremo da un modello di generazione centralizzata a un modello di generazione diffusa sul territorio. Inoltre, come abbiamo visto dai recenti interventi della Commissione, la produzione di energia rinnovabile non può essere valorizzata all'interno di piattaforme di mercato dove il prezzo è determinato soprattutto da tecnologie che utilizzano combustibili fossili.

La stessa Commissione europea, in questi mesi, ha più volte rimarcato la necessità di una profonda revisione delle regole di funzionamento dei mercati elettrici e per questo presenterà una proposta di nuovo regolamento sul Market Design del Mercato Elettrico. Secondo gli orientamenti esposti dalla Commissione, gli obiettivi di incremento della produzione rinnovabile comportano delle profonde modifiche strutturali alla tecnologia di produzione elettrica rendendo necessaria una profonda revisione organica dell'assetto organizzativo dei mercati.

Per favorire la crescita delle Fer - proteggendo al contempo i consumatori da possibili distorsioni e aumento dei costi energetici - è urgente un'azione su diversi fronti ed è importante il ruolo del Regolatore presso le Istituzioni competenti, non solo negli ambiti di diretta competenza, ma anche a sostegno delle esigenze dei settori coinvolti.

Osservazioni specifiche

1. Riforma del mercato elettrico italiano

È ormai chiaro che il cambio di passo sul fronte della Transizione debba avvenire non solo attraverso maggiori investimenti in nuovi impianti FER, ma anche attraverso una riforma sostanziale del market design perché l'attuale modello di mercato, sviluppato all'inizio della liberalizzazione del mercato, aveva come obiettivo l'ottimizzazione a breve termine dei costi di generazione (per lo più) termoelettrica. Oggi si dimostra inefficace nell'integrare la generazione rinnovabile – *Capex based* – ma soprattutto non permette di valorizzare i benefici di costo delle rinnovabili al consumatore finale. Questo perché con l'attuale modello, il costo variabile del gas rimane il costo marginale che definisce il prezzo del mercato nella stragrande maggioranza delle ore, anche se il contributo delle Fer nel mix di generazione ha ormai raggiunto il 40% del volume. Tale modello, pensato ai tempi per le tecnologie tradizionali, non permette di sfruttare pienamente il vantaggio del costo variabile, basso e stabile delle rinnovabili.

Per tale motivo Confindustria ha elaborato una Proposta di Riforma del Mercato elettrico italiano, che verrà presentata ufficialmente il prossimo 12 dicembre, volta a superare queste criticità favorendo lo sviluppo delle rinnovabili e il loro potenziale sul piano della competitività attraverso un modello di mercato in grado di trasferirne più facilmente i benefici al cliente finale.

Nella Proposta si è considerata la soluzione dei problemi autorizzativi come *conditio sine qua non* per la realizzazione del nuovo disegno di mercato, considerato che le problematiche autorizzative sono state il principale ostacolo allo sviluppo delle rinnovabili in Italia.

Per permettere una corretta integrazione delle FER, tecnologia essenzialmente CAPEX, Confindustria ritiene necessario creare una Piattaforma PPA (Power Purchase Agreement) dove i consumatori possano acquistare direttamente, con logiche di medio-lungo termine, energia rinnovabile con profili adatti alle loro necessità prevedendo sin da subito la presenza di un nuovo mercato “complementare” della flessibilità: il mercato Time-Shift che sia complemento della Piattaforma PPA. Confindustria ritiene, inoltre, che sia necessario creare un prodromo della Piattaforma PPA: il MAVER (Mercato dell'Acquisto e della Vendita di Energia Rinnovabile). Il mercato spot – per il quale non si ravvede la necessità di modificare l'attuale regola di formazione del prezzo, dato che il *decoupling* sarà garantito appunto dall'implementazione della piattaforma PPA (e MAVER nel transitorio) - assumerà progressivamente un ruolo sempre più finalizzato alla valorizzazione delle risorse per il “bilanciamento” e alla erogazione dei segnali di flessibilità di breve termine.

Contestualmente a questi nuovi strumenti sarà necessario modificare i mercati esistenti (mercato dei servizi di dispacciamento e mercato della capacità) in modo da accomodare il modello a tendere. È necessario, infine, un coordinamento tra gli operatori della rete nazionale (TSO) e le reti di distribuzione (DSO) per integrare le risorse di generazione e di flessibilità.

Per evitare gravi inefficienze nel transitorio, il modello di mercato dovrà dotarsi di strumenti adeguati che permettano un controllo coordinato dello sviluppo FER, accumuli e reti. Infatti, se lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili avverrà senza una programmazione pubblica, il costo complessivo per la comunità sarà enorme.

Confindustria ritiene quindi necessario, al fine di accompagnare il passaggio dai meccanismi delle aste FER (partecipate dalla sola generazione, con remunerazione *pay-as-produced* e contingenti nazionali) alla Piattaforma PPA prospettata, introdurre un mercato transitorio semi-regolato individuato nel Mercato Di Acquisto e Vendita di Energia Rinnovabile (MAVER) che introduca i principi di funzionamento espressi dalla Piattaforma PPA e sia caratterizzato da:

- contratti di lungo termine di profili standard di generazione di nuove rinnovabili coerenti con i profili di consumo;
- contingenti zionali fissati ex-ante dall’Autorità e Terna al fine di permettere uno sviluppo razionale di nuova generazione intermittente in coordinamento con lo sviluppo della rete e degli accumuli e fornire segnali di prezzo locazionali;
- partecipazione della domanda per l’acquisto di energia;
- prezzi agganciati al reale costo delle FER (LCOE) e limitati nella variabilità (*cap&floor*).

1.1 Riforma dei mercati esistenti (Mercato dei Servizi di Dispacciamento e Mercato della capacità)

È necessario promuovere, nel contesto europeo, una riforma organica dei mercati dell’energia che favorisca l’integrazione delle rinnovabili e dei sistemi di accumulo nel sistema, fornendo chiari segnali di prezzo di lungo termine.

Saranno adattati sia il mercato dei servizi ancillari che gli strumenti per assicurare l’adeguatezza del sistema. In particolare:

- l’attuale mercato dei servizi ancillari dovrà essere affiancato da una piattaforma di scambio di prodotti *forward* che sia in grado di assicurare la sicurezza del sistema con logiche di programmazione di lungo termine per il TSO e dando agli operatori di mercato maggior visibilità sulle marginalità attese. La selezione e definizione dei migliori prodotti *forward* dovrà essere valutata dal TSO e dal Regolatore, in modo che sia sempre preservata la sicurezza delle reti e conseguito il miglior rapporto costi/benefici per il sistema;
- le aste per i grandi accumuli già previste dall’art.18 del Decreto Legislativo 8/11/2021, n.210, per garantire un rapido sviluppo delle risorse flessibili necessarie alla transizione, continueranno a sostenerne lo sviluppo con logiche basate su volumi “low regret” (cioè supportando la capacità addizionale solo se altrimenti non stimolabile dalle condizioni di mercato). A tal proposito è necessario il completamento del quadro normativo per lo svolgimento delle procedure competitive e il successivo avvio dei cantieri;
- il mercato della capacità all’interno del nuovo paradigma continuerà a garantire in modo strutturale il raggiungimento degli obiettivi di adeguatezza laddove gli altri segmenti di mercato non siano in grado di garantire una completa remunerazione agli impianti rilevanti per la sicurezza a lungo termine del sistema elettrico (nuovi ed esistenti). Sarà aggiornato nella sua

natura estendendone la finalità ad obiettivi di flessibilità, al fine di facilitare e ottimizzare la transizione ecologica.

1.2 Comunità energetiche

Come riportato in occasione della consultazione 390/2022, il vettore elettrico, asse centrale del processo di decarbonizzazione europea, è stato oggetto, a partire dal Clean Energy Package del 2018, di un profondo cambio di paradigma. Tale processo ha portato, inter alia, a promuovere e riconoscere, anche ai fini della tutela della competitività del sistema industriale, il nuovo ruolo del *prosumer* e della domanda di mercato, che assume una funzione pro-attiva sempre più rilevante. In questa prospettiva, infatti, il nuovo consumatore è chiamato a rafforzare la sua capacità di autoproduzione rinnovabile, giocando un ruolo strategico per le imprese industriali di medie e grandi dimensioni sottostanti al regime ETS, che vedono con il Fit-for-55 un innalzamento dei loro obiettivi di decarbonizzazione.

La magnitudo della nuova capacità di produzione rinnovabile richiede, comunque, un framework in grado di facilitare la creazione di assetti organizzativi abilitanti, come le energy community. Nel contesto italiano, ma anche in molti altri Paesi europei, la geografia industriale presenta importanti casi di distretti industriali localizzati su base territoriali caratterizzate da forti sinergie di filiera. Per tale motivo è importante rivedere l'art 2, lett.16 della Direttiva 2018/2001 in quanto prevede una definizione limitativa con riferimento alle comunità energetiche rinnovabili, escludendo dalla compagine di governance le medie e grandi imprese.

Nel caso dei distretti industriali, l'estensione della partecipazione di medie e grandi imprese allo sviluppo di rinnovabili, attraverso strutture consortili in grado di gestire più adeguatamente il rischio prezzo ed il rischio controparte connesso agli investimenti negli impianti, consentirebbe di aumentare il potenziale di investimento territoriale di capacità di produzione rinnovabile. Inoltre, considerando il fabbisogno incrementale di generazione rinnovabile connessa agli obiettivi di sviluppo dell'idrogeno, permetterebbe anche di rafforzare i progetti di produzione di H2 green che dovrebbero trovare prioritaria applicazione soprattutto nei processi industriali per la riduzione del consumo di gas naturale. Infine, l'allargamento della compagine di partecipazione volontaria modificando la lettera b) della definizione, risulterebbe comunque rispettosa dei principi di governance di cui alla lettera a) della definizione e delle finalità di cui alla lettera c).

Si evidenzia, inoltre, la necessità di definire al più presto:

- i meccanismi attuativi relativi al decreto di attuazione della RED II (uscito ormai un anno fa e attesi dallo scorso giugno) che devono confermare le principali innovazioni relative ai nuovi modelli di autoconsumo: dimensione degli impianti FV, definizione delle modalità di accesso al perimetro delle cabine primarie, definizione dell'incentivo che premia l'energia condivisa;
- i meccanismi e i prezzi di scambio dell'energia.

1.3 Coordinamento tra DSO E TSO

Un coordinamento tra gli operatori della rete nazionale e le reti di distribuzione sarà necessario per integrare le risorse di generazione e di flessibilità.

È fondamentale che venga preservata la concorrenza tra le risorse all'interno del modello ed è necessario che siano fornite adeguate garanzie circa l'autonomia decisionale, l'indipendenza operativa e la trasparenza sulle attività svolte dal DSO, così come già previsto dalla Regolazione europea in materia e dalla legislazione nazionale di recepimento

In particolare, è necessario assicurare:

- Neutralità nell'attivazione/selezione delle risorse distribuite, secondo principi di sicurezza ed economicità (criterio di merito economico) per il sistema.
- Trasparenza in merito ai servizi attivati (ad esempio risorse locali attivate, motivazione dell'attivazione, prezzi aggiudicati dalle risorse) al fine di fornire i corretti segnali agli operatori e consentire il controllo del corretto funzionamento dei mercati. Al fine di garantire neutralità e trasparenza è quindi necessario prevedere meccanismi di monitoraggio da parte del regolatore e/o istituzioni per la verifica ex-ante ed ex-post della corretta attività del system operator.
- Eliminazione di barriere (tecniche/operative, regolatorie e finanziarie) per l'attivazione di risorse locali.

1.4 Sviluppo FER: identificazione «aree idonee» e semplificazione procedure autorizzative

Affinché lo sviluppo della capacità di generazione rinnovabile avvenga nella dimensione desiderata è necessario risolvere l'annoso problema delle autorizzazioni alla realizzazione degli impianti rinnovabili (eolici e solari) ed al repowering: le iniziative governative assunte in sede di attuazione del PNRR e relative alla semplificazione (e all'uso dei poteri sostitutivi del Governo) per l'autorizzazione di nuova capacità rinnovabile entro il 2026 vanno valutate positivamente ma in aggiunta a queste è necessario intervenire ulteriormente nella semplificazione ed efficientamento dell'iter soprattutto nel senso della certezza dei termini, individuare «aree idonee», ancora non individuate, che dovranno essere più estese rispetto alla capacità da installare per il mero raggiungimento del target PNIEC e pianificare i target regionali di installazione degli impianti FER.

È necessario anche semplificare le procedure per la connessione degli impianti (sia alla RTN che alle reti distribuite) e adeguarle alle nuove esigenze di crescita della capacità rinnovabile. In particolare, nel caso di impianti in autoconsumo con energia prodotta da fonte rinnovabile è necessario intervenire in una revisione del TICA allo scopo di semplificare per quanto possibile gli iter di approvazione da parte dei Soggetti Distributori al fine di evitare il rischio di blocco di futuri investimenti da parte di imprese manifatturiere in impianti di autoproduzione. In tale senso, sarebbe auspicabile che vengano individuati degli iter semplificati per alcune situazioni specifiche, tra le quali quelle che prevedono assetti di autoproduzione da fonte rinnovabile con una limitazione della potenza immessa in rete, eventualmente secondo parametri predefiniti dal Distributore di zona.

2. Borsa europea del gas

Gli scarsi risultati ottenuti a livello europeo di adottare un'azione coordinata a livello comunitario per mitigare il prezzo del gas, attraverso vari tentativi (tetto gas, acquisto congiunto etc.) hanno dimostrato l'assenza della volontà di procedere con spirito di solidarietà tra i Paesi della UE, laddove, mai come ora, sarebbe stata necessaria un'azione congiunta dei 27 al posto dei nazionalismi cui abbiamo assistito negli ultimi mesi.

Per Confindustria l'unica alternativa possibile è quella di richiedere formalmente la costituzione di una piattaforma europea di mercato regolamentata, cioè una Borsa Unica Europea del Gas, la quale permetterebbe di allineare il prezzo della commodity registrato nel nostro Paese (PSV) a quelli offerti nei mercati del Nord Europa (TTF, NBP, etc.) per regolamentare il prezzo, garantendo maggiore stabilità anche per gli approvvigionamenti e una vera solidarietà europea in caso di future crisi.

Questa appare, allo stato, l'unica soluzione in grado di risolvere la speculazione dei prezzi, consentendo di allineare il mercato finanziario con quello fisico e ottenendo così un prezzo unico europeo. Si ritiene che il ruolo dell'Autorità possa essere determinante laddove si facesse portavoce di questa soluzione attraverso il Board dei Regolatori UE e fornendo quindi l'unica strada percorribile per uscire dalla situazione attuale.

3. Misure per la gestione dell'emergenza ex Reg 1369

Ai sensi del Reg. (UE) 2022/1369, il MiTE ha pubblicato il 31 ottobre 2022 il DM 470/22 che permette di integrare il Piano emergenza gas con il DM 464/22 e tutti gli altri Decreti e Piani precedentemente emanati.

Nell'ultima parte del Decreto, vengono descritte le misure relative alle riduzioni obbligatorie (razionamenti) dei consumi di gas. Viene ricordato, ai sensi del Reg. UE 2022/1369, come lo stato di Allerta UE (*Union Alert*) spingerebbe gli Stati Membri ad adottare misure di riduzione obbligatoria dei consumi, riduzione che per l'Italia si attesterebbe a 3,6 miliardi di m³, ossia il 7% della media dei consumi annui degli ultimi 5 anni antecedenti al 2022. In caso di attivazione dell'Allerta UE, il MiTE, avvalendosi del supporto del CTEM, valuterà le misure da mettere in atto per limitare i consumi, compreso le eventuali inadempienze da parte dei consumatori che potrebbero portare a sanzioni.

Il DM 470 MiTE non chiarisce come verrebbero gestiti eventuali razionamenti, né definisce l'Ordine di merito dei settori industriali nel caso di interruzione obbligatoria

In aggiunta a questo, come unica modalità di "innesco" dei razionamenti, viene citata la sola "Allerta UE", lasciando il tutto alla Commissione e al Consiglio UE, senza considerare che i razionamenti potrebbero scattare anche a livello nazionale su iniziativa del CTEM (senza il coinvolgimento dell'UE) nel momento in cui l'offerta di gas (stoccaggi compresi) non riuscisse a soddisfare l'offerta per periodo lunghi.

Confindustria ritiene essenziale definire sotto tutti gli aspetti le misure di riduzione obbligatoria e l'ordine di merito nel caso di attivazione del razionamento obbligatorio previsto ex art 5 e 6 del Reg 2022/1369.

Con riferimento alle misure di riduzione volontaria dei consumi il DM 421 affida, infatti, ad ARERA la definizione dei meccanismi di incentivazione economica. Tuttavia, nel documento di consultazione sulle modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica non vengono fornite le indicazioni sulla remunerazione del servizio. Per questo, pur esprimendo sostanziale apprezzamento per aver posto in consultazione le regole tecniche dell'interrompibilità gas, soprattutto vista la rilevanza strategica di tale servizio nel contesto di grave crisi energetica che stiamo affrontando, mancano quegli elementi caratterizzanti il servizio, quali i parametri economici di remunerazione del servizio, i volumi richiesti, la definizione delle baseline.

4. Contratti elettrici: verificare se sono necessarie misure come per il settore gas

Il forte aumento delle quotazioni dei prodotti energetici ha comportato evidenti difficoltà nella gestione dei flussi di cassa e dei collaterali collegati ai contratti di fornitura al dettaglio.

In relazione a tale problema il Governo non è riuscito a fornire elementi risolutivi efficaci. Ciò ha reso la rinegoziazione dei contratti in scadenza, gas a settembre ed energia elettrica a dicembre, particolarmente complesse e spesso onerose per il consumatore. Allo stesso modo i fornitori di energia si sono trovati costretti da misure di sospensione dell'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale a vendere energia a prezzi significativamente inferiori a quelli di acquisto.

I principali elementi che hanno limitato le possibilità di offerte dei fornitori, con evidente impatto sulla concorrenza dei fornitori retail, sono legati alle tempistiche di pagamento e al calcolo dei collaterali a copertura delle obbligazioni contrattuali.

In particolare, su quest'ultimo tema si evidenzia come, specialmente nel settore del gas, la gestione di eventuali morosità dovrebbe essere gestita con particolare attenzione alla crisi in essere, prevedendo da una parte tempi certi per i fornitori e dall'altra soluzioni di fornitura di ultima istanza adeguate per i clienti rimasti privi di fornitore.

In relazione agli evidenti problemi di liquidità che impattano fornitori e clienti, si evidenzia come i recenti interventi di rateizzazione proposti dal DL Aiuti quater risultino assolutamente insufficienti a garantire adeguate risposte sia per i clienti che per i fornitori.

Riteniamo a tal fine che le azioni di monitoraggio dei mercati, svolte dal Regolatore, potranno essere utili a suggerire al legislatore opportune azioni di protezione di tutti i soggetti attivi nella filiera di fornitura, clienti e fornitori, anche con l'obiettivo di limitare gli impatti su tutti i consumatori con la componente a copertura della morosità.

5. Mercato al dettaglio

I mercati retail richiedono ulteriori misure per migliorare il rapporto consumatore-fornitore, snellire i processi e fornire regole chiare e stabili. Tali interventi diventano ancor più urgenti nel contesto di crisi attuale, a beneficio sia delle imprese a cui le disposizioni si applicano che dei clienti finali. Per questo si propone di:

- completare la liberalizzazione del mercato retail, superando per le famiglie l'attuale Sistema a Tutele Graduali che, oltre a mettere a rischio la qualità del servizio fornito dagli operatori scelti ad asta.;
- continuare nell'attuazione degli interventi previsti dalla 'Direttiva Mercati' (DLgs 210/2021), tra cui le disposizioni per i clienti vulnerabili o per il cambio fornitori, ottimizzando gli interventi regolatori per ridurre gli oneri implementativi per gli operatori;
- efficientare il processo di switching con interventi volti a velocizzarne e ottimizzarne le procedure, quali l'ottimizzazione del cd. servizio di «pre-check».
- evitare interventi capaci di stravolgere l'attuale disciplina degli Oneri Generali di Sistema (es. art.33 ter DL 31 maggio 2021) senza però apportare benefici effettivi ai consumatori finali, valutando al contempo un graduale passaggio degli OGdS non direttamente riconducibili al costo dell'energia alla fiscalità generale, tenendo conto della necessità di salvaguardare la sostenibilità economica delle iniziative di efficientamento energetico e di autoconsumo (riformulando ad es. il suddetto art. 33 ter DL 31 maggio 2021).
- aggiornare i Testi Integrati sulla regolazione della Qualità dei servizi di Vendita (TIQV) e la *output-based* dei servizi di distribuzione e misura (TIQE) intervenendo in particolare sul contenuto minimo delle risposte ai reclami e sugli indicatori in tema di qualità dei servizi telefonici e relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, al fine di tenere conto del contesto storico eccezionale.

Portiamo all'attenzione dell'Autorità la necessità che sia garantito l'equilibrio economico-finanziario degli operatori del settore, in particolare in un momento storico eccezionale in cui le aziende sono già strette in una morsa di crisi di liquidità, a causa degli elevati prezzi del gas e i conseguenti impatti sul capitale circolante, valore delle garanzie da prestare, rischio di controparte, capitale immobilizzato, oneri di sbilanciamento etc.

Per quanto riguarda i servizi di ultima istanza di elettricità e gas, sono necessari interventi urgenti alla disciplina attuale, in modo da supportare tempestivamente le imprese esercenti che hanno registrato un incremento significativo e non prevedibile dei costi di morosità e dei connessi squilibri finanziari.

Sul fronte del gas, in particolare, si segnala la necessità di interventi di risoluzione di problematiche relative al processo del Settlement gas, oggetto di riforma negli ultimi anni, al fine di garantire agli operatori del settore una maggiore qualità dei dati settled e tempistiche certe di liquidazione delle partite sottese. Nello specifico, è urgente l'adozione di opportune misure finalizzate a riconoscere un'immediata compensazione economica per tutti i soggetti della filiera (in particolare UdB e UdD) per sterilizzare le sovra-allocazioni dei prelievi calcolati sulla base

dei CAPdR e dei profili di prelievo alla luce di quanto stabilito dalle recenti disposizioni ministeriali in materia di riduzione dei consumi per il riscaldamento.

6. Razionalizzare gli interventi in tema di morosità e rateizzazione - art. 3, DL Aiuti-quater

Confindustria ritiene necessario che vengano strutturati interventi a sostegno dei consumatori in modo equilibrato, per limitare gli oneri economici e operativo/gestionali a carico degli operatori del mercato e affiancare misure di rateizzazione ad opportuni strumenti di garanzia statale (modello SACE) a supporto delle aziende.