

Osservazioni di Eni S.p.A. al Documento per la Consultazione n. 465/2021/A
“Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente”

San Donato Milanese, 29 Novembre 2021

Il presente documento contiene le osservazioni di Eni S.p.A. al documento per la consultazione n. 465/2021/A “*Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente*” con il quale l’Autorità ha presentato gli indirizzi strategici che orienteranno l’attuale Consiliatura, indicando gli obiettivi strategici e le principali linee di intervento per il periodo 2022–2025, alla luce dell’evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo.

Il presente documento fa seguito al contributo che la scrivente società ha già avuto modo di offrire in occasione dell’Audizione tenutasi lo scorso 24 novembre.

Per esigenze espositive abbiamo adottato un “approccio settoriale” rappresentando separatamente, ove possibile considerato lo stretto legame che li caratterizza, le considerazioni afferenti al settore del gas e quelle relative al settore elettrico.

Settore gas

All’origine del recente improvviso aumento del prezzo del gas ci sono dinamiche globali di breve termine, legate a un forte incremento della domanda che si accompagna a difficoltà lato offerta, queste ultime dovute anche:

- al progressivo calo degli investimenti *upstream* per nuovi progetti olio e gas, sino ad un livello insufficiente ad assicurare una crescita dell’offerta adeguata a coprire la domanda addizionale;
- al naturale declino della capacità di produzione esistente (in particolare per il gas che, a differenza dell’olio con l’OPEC, non dispone di sostanziali *spare capacity*).

L’attuale domanda elevata di gas, a livello internazionale e nazionale, è frutto della ripresa post-pandemica. Nel medio-lungo periodo la domanda è invece destinata a ridursi, soprattutto in Europa, per effetto delle policy orientate alla decarbonizzazione e dell’efficientamento dei consumi energetici.

In questo contesto, le azioni implementabili a livello nazionale richiedono **interventi sia di breve termine, volti a ridurre l’impatto del costo dell’energia sui clienti finali, sia più strutturali e con effetti di medio-lungo termine - volti a ridurre l’impatto economico sui clienti finali e al contempo a rendere maggiormente adeguata e sicura l’offerta.**

Tra le **azioni** che nel **breve termine** possono ridurre l’impatto del costo dell’energia sui clienti finali vi sono quelle già prontamente attuate per effetto delle recenti misure legislative:

- sterilizzazione dell’aumento del gettito fiscale derivante dall’incremento dei prezzi;
- temporanea riduzione degli oneri generali di sistema, utilizzando nuovamente parte di quanto ricavato dalle aste dei permessi di emissione di CO₂.

In aggiunta, per ridurre l’impatto del costo dell’energia sui clienti finali, si riterrebbe particolarmente utile un intervento più **strutturale**, volto ad uno **spostamento sulla fiscalità generale di almeno una parte degli oneri generali di sistema gas**: un tale intervento, da tempo sostenuto dall’Autorità nei confronti del legislatore e pienamente condivisibile, potrebbe riguardare **in particolare quella parte di oneri che hanno poco a che fare con il funzionamento del mercato del gas, come ad esempio il bonus sociale e le sub-componenti che determinano la componente addizionale RET.**

Adeguatezza dell'offerta nel sistema gas e sicurezza delle forniture

Gli **interventi strutturali di medio-lungo termine** devono necessariamente tenere conto dell'importanza del **ruolo** che il **gas naturale** sta dimostrando di avere e ancora avrà nel soddisfare le esigenze energetiche in modo ambientalmente sostenibile, nel garantire la continuità delle forniture elettriche e nell'agevolare la transizione energetica. Peraltro, anche alla luce della crescente elettrificazione dei consumi prevista come parte del processo di decarbonizzazione, va ricordato come la presenza di capacità di generazione a gas esistente e nuova servirà - insieme allo stoccaggio di energia - per garantire la flessibilità richiesta dal sistema elettrico nei prossimi anni che, in presenza di quote crescenti di produzione da FER non programmabili, necessiterà di un *backup* alla variabilità di produzione di queste risorse a garanzia di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico.

In tali prospettive, appare opportuno sostenere la **sicurezza del sistema gas** e l'**adeguatezza dell'offerta in esso, attraverso il *fine tuning* di meccanismi già esistenti ed attraverso il disegno e l'implementazione di nuovi meccanismi opportunamente mirati.**

Le principali leve in tal senso, tanto a livello nazionale quanto a livello europeo, sono relative al miglioramento del sistema commerciale degli stoccaggi e all'attivazione di specifiche disponibilità di gas attraverso soluzioni *market-based*.

Per quanto riguarda lo **stoccaggio**, è evidente che alcuni Paesi come Francia e Italia, dove il sistema di stoccaggio è basato su aste regolamentate che consentono agli operatori di mercato di acquistare capacità di stoccaggio esprimendo prezzi in linea con il loro valore di mercato, sono attualmente in una situazione migliore (di capacità conferita e di riempimento degli stoccaggi) rispetto ad altri Paesi come Germania, Austria e Paesi Bassi dove tali meccanismi non sono in atto.

In un meccanismo virtuoso come quello italiano, già *market-based*, appaiono comunque utili ulteriori modifiche al quadro regolatorio per **consentire la formazione di prezzi negativi nelle aste di stoccaggio gas**, in modo da garantire un ancor maggior riempimento degli stoccaggi a prescindere dalle situazioni contingenti di prezzo di mercato. A ciò si potrebbe aggiungere l'introduzione di **modalità di utilizzo dello stoccaggio maggiormente flessibili**, tra le quali:

- aumento della possibilità di iniettare gas in stoccaggio anche in periodi di prevalente erogazione, e contestuale adeguamento della prestazione di erogazione associata così da consentire comunque la completa erogazione nei mesi invernali successivi;
- integrazione delle attuali modalità di conferimento con nuove finestre temporali di prenotazione della capacità, ad esempio nel periodo invernale,

a tutto vantaggio di una maggior efficienza nell'utilizzo di una risorsa tanto preziosa quale è lo stoccaggio.

Con riferimento alle **disponibilità di flussi di approvvigionamento di gas (sia da importazione, sia da produzione nazionale)**, appare utile sviluppare **nuovi meccanismi per affrontare o prevenire le situazioni di tensione nell'equilibrio domanda/offerta**, che possono determinare picchi di prezzo nel mercato. Ciò può essere fatto agendo su specifiche disponibilità di gas attraverso soluzioni *market-based* opportunamente disegnate, che si affianchino alla funzione svolta dagli stoccaggi, integrandola potenzialmente tanto nel breve termine quanto nel medio-lungo termine a seconda delle specifiche caratteristiche con le quali verrebbe disegnato il meccanismo.

Tali nuovi meccanismi potrebbero basarsi su **opzioni e strumenti di asta atti a incentivare la messa a disposizione del sistema - con sufficiente anticipo ed eventualmente con meccanismi di prezzo predefiniti - di volumi di gas, che potrebbero caratterizzarsi come:**

- volumi aggiuntivi, da attivare *on demand* in situazioni contingenti di criticità; oppure

- volumi strutturali, tali da garantire una adeguata copertura della futura domanda di gas del sistema fornendo al contempo gli adeguati segnali di prezzo per contratti di approvvigionamento o per investimenti di medio-lungo termine, agendo così in modo paragonabile al *capacity market* del settore elettrico.

In concreto, gli operatori di mercato (produttori o midstreamers) potrebbero mettere a disposizione del sistema, sulla base di meccanismi *market-based*, i volumi di gas sottostanti a:

- ulteriori flessibilità di contratti di approvvigionamento o di produzione, per gestire situazioni contingenti di criticità; oppure
- impegni di approvvigionamento di gas per garantire l'adeguatezza del sistema e, al contempo, consentire una riduzione del rischio legato alla sottoscrizione di *commitment* di lungo termine considerata la scarsa prevedibilità della domanda.

Nella sua declinazione più "strutturale", tale meccanismo potrebbe fornire segnali di prezzo di lungo periodo al mercato, utili tanto a mitigare gli effetti della volatilità dei prezzi di breve periodo quanto a garantire l'adeguatezza e sicurezza del sistema, come auspicato dall'Autorità nel Quadro Strategico posto in consultazione¹.

Evoluzione del settore gas in un'ottica di decarbonizzazione

Il PNRR italiano prevede nei prossimi anni, uno **sviluppo significativo del biometano e dell'idrogeno nel sistema gas nazionale**. In tale contesto l'Autorità nel documento per la consultazione sottolinea la particolare attenzione che sarà posta:

- alla promozione degli sviluppi innovativi nel settore del gas metano, biometano e idrogeno;
- alla predisposizione delle regole che verranno definite a livello europeo per la promozione e regolazione delle infrastrutture.

In generale, i progetti innovativi nel settore del gas metano, biometano e idrogeno, andrebbero incentivati a prescindere dalla sussistenza di interazioni significative con le reti. Non sono a nostro avviso da escludere supporti alle attività di sperimentazione in ambiti che inizialmente potrebbero prevedere solo marginalmente l'integrazione con le reti di trasporto e distribuzione, ma che contribuiscono altrettanto efficacemente alla decarbonizzazione e si prestano poi a *scale-up* tecnologici o applicazioni progettuali che possono prospetticamente richiedere forme di integrazione con le reti di trasporto e distribuzione più estensive e meno residuali. Tra queste rientrano attività sperimentali in ambiti quali *power-to-gas*, *power-to-hydrogen*, *steam reforming + Carbon Capture and Storage (CCS)* / *Carbon Capture Utilisation (CCU)*, oppure di economia circolare quali "*waste to gas*" o "*waste to hydrogen*".

Si apprezza l'orientamento dell'Autorità, in attesa delle nuove disposizioni europee in materia di regolazione dei gas rinnovabili e in attuazione delle previsioni del PNRR, di voler sviluppare specifiche Garanzie di Origine per l'idrogeno. Con riferimento a ciò, si auspica che i principi con cui verranno riconosciute le future Garanzie di Origine: i) siano coordinati con i criteri che sono in fase di definizione a livello europeo, onde facilitare il commercio fra gli Stati Membri delle stesse garanzie; ii) non penalizzino le tecnologie *low carbon* che possono contribuire alla decarbonizzazione della produzione di idrogeno.

Al contempo, si auspica che trovi compimento la disciplina regolatoria delle Garanzie di Origine per il biometano, come valido strumento per un ulteriore stimolo alla produzione di tale combustibile *green*. Per

¹ § OBIETTIVI STRATEGICI 2022-2025 E LINEE DI INTERVENTO: AREA ENERGIA - A. Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili: "Nel percorso di transizione energetica, pare necessario sviluppare una visione che includa la valutazione, anche per il settore del gas naturale, di strumenti di mercato che favoriscano la formazione di segnali di prezzo di lungo periodo e garantiscano la copertura dei consumatori, rispetto a fenomeni di elevata volatilità dei prezzi. Strumenti di copertura, anche parziale, del fabbisogno basati sull'utilizzo di opzioni, quali l'attuale mercato della capacità italiano per il settore elettrico, nonché di strumenti di asta, potrebbero, anche per il settore del gas naturale, limitare l'esposizione ai prezzi spot, mantenendo i segnali di prezzo di breve periodo."

questo, si evidenzia il prezioso contributo che l'Autorità potrà offrire al Legislatore affinché se ne preveda – in modo il più possibile coordinato con gli altri Paesi - il loro utilizzo per l'assolvimento degli obblighi ai fini ETS, consentendone l'impiego per il soddisfacimento tanto del criterio di assenza di *double-counting* quanto del rispetto dei criteri di sostenibilità previsti dalla direttiva "RED II" (ad oggi, da parte degli enti certificatori è invece richiesto l'utilizzo di un separato certificato di sostenibilità utilizzando un approccio "*mass balance*").

In merito alla predisposizione delle future regole, è senza dubbio di fondamentale importanza il rafforzamento dell'attività di *advocacy* e *advising* svolta dall'Autorità nei confronti delle Istituzioni europee su specifiche tematiche, per fornire un contributo che permetta lo sviluppo di un quadro normativo coerente con le specificità del sistema italiano.

Al riguardo, riteniamo necessario che, nella futura regolamentazione tariffaria delle reti, **sia preservato un principio di equità di trattamento tra gli utenti che fruiscono dei servizi infrastrutturali per il gas e quelli che li utilizzano per l'idrogeno, al fine di evitare sussidi incrociati e distorsioni tra i due differenti settori.** A tal fine condividiamo la necessità di definire meccanismi regolatori in grado di distinguere con chiarezza fra investimenti di manutenzione straordinaria, volti ad estendere la vita utile delle infrastrutture esistenti, e nuovi investimenti per abilitarne l'utilizzo al trasporto e alla distribuzione di idrogeno. Ciò creerebbe le premesse per **non far gravare ingiustificatamente sui consumatori di gas naturale i costi sostenuti per gli investimenti necessari a consentire una iniezione sicura di idrogeno nelle reti del gas esistenti e in quelle di futura realizzazione.**

Evoluzione dei criteri di tariffazione dei servizi infrastrutturali regolati

Nel settore gas, l'Autorità cita l'intenzione di verificare l'opportunità di una revisione dell'articolazione delle tariffe di distribuzione gas (tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni e ambiti tariffari). Si osserva che potrebbero essere utili riflessioni altresì riguardo l'evoluzione delle **tariffe di trasporto del gas, anche in considerazione del nuovo periodo di regolazione tariffaria che inizierà nel 2024.** Si auspica che l'evoluzione dei criteri di tariffazione del trasporto prosegua nel solco delle riforme già intraprese a partire dal 2018 e poi nel periodo di regolazione tariffaria attuale 2020-2023, con gli obiettivi di:

- promuovere un **uso efficiente delle infrastrutture esistenti;**
- perseguire l'**allocazione dei costi in funzione dei soggetti che ne beneficiano;**
- **ridurre il fenomeno del c.d. "pancaking" tariffario,** incidendo sulle tariffe di *entry* al sistema nazionale e, per quanto possibile, monitorando e discutendo le scelte di regolazione delle tariffe di trasporto adottate dai sistemi nazionali che si trovano a monte lungo le direttrici di approvvigionamento del sistema italiano, così da perseguire un sempre maggior **allineamento dei prezzi al PSV con i principali hub europei;**
- garantire maggiore **prevedibilità e stabilità tariffaria,** contenendo la volatilità dei corrispettivi derivante dalle oscillazioni dei conferimenti di capacità.

In tal modo si potrà favorire:

- **maggior competitività dell'approvvigionamento di gas naturale sul mercato nazionale,** che si tradurrebbe in un minor costo del gas all'ingrosso, a beneficio di tutti i consumatori;
- **pluralità delle rotte di approvvigionamento,** anche nell'ottica della sicurezza di approvvigionamento.

Gli obiettivi di cui sopra potrebbero essere raggiunti, ad esempio:

- utilizzando, per il calcolo delle tariffe di trasporto in *entry*, le capacità tecniche in luogo di quelle previste in conferimento in corrispondenza dei punti di entrata, mantenendo inalterati gli altri criteri attualmente previsti per il calcolo tariffario; e
- prevedendo il recupero a valle del PSV dei ricavi non conseguibili in *entry* da parte dell'impresa di trasporto per effetto della modifica di cui al punto precedente.

In merito, si auspica che l'Autorità voglia avviare, come sempre con ragionevole anticipo rispetto all'inizio del prossimo periodo di regolazione relativo alle tariffe di trasporto, una opportuna fase consultiva per instaurare il necessario dialogo con gli stakeholders e concedere ai soggetti interessati la possibilità di rappresentare compiutamente e discutere possibili soluzioni di dettaglio a riguardo.

In questo contesto si apprezza l'orientamento espresso dall'Autorità di voler progressivamente introdurre strumenti regolatori con un approccio per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), in grado di facilitare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali senza venir meno ai criteri di efficienza e selettività. Ciò è da perseguire con una visione integrata dello sviluppo delle infrastrutture, a motivo del processo di transizione energetica in atto.

Settore elettrico

Il settore elettrico è oggetto di un cambiamento radicale in ogni singolo elemento della filiera e tale cambiamento è in continua accelerazione. Rispetto ad un anno fa ci troviamo in un contesto contrassegnato:

- da un lato, dalla sempre maggiore enfasi data al raggiungimento degli **obiettivi di decarbonizzazione, integrazione e sviluppo delle FER** condizionato al mantenimento di **necessari livelli di adeguatezza e sicurezza del sistema**;
- dall'altro, dagli impatti della pandemia e dalle conseguenti difficoltà di approvvigionamento delle materie prime, in uno **scenario aleatorio di generalizzato aumento dei prezzi dell'energia elettrica (c.d. "Energy Crunch")**.

Tale contesto genera sia incertezza per gli operatori, che devono investire in nuovi asset, sia preoccupazione per i consumatori finali su cui ricadrà il costo della transizione.

La **definizione di un nuovo disegno di mercato**, che l'Autorità e il Governo stanno portando avanti, rappresenta un **efficace strumento di contrasto** a tali criticità. E' a nostro avviso necessario affiancare all'attuale struttura dei **mercati a pronti**, che garantiscono l'allocazione più efficiente delle risorse disponibili, opportuni **meccanismi di contrattazione a termine** in grado di fornire i **corretti segnali, al fine di assicurare un coordinato sviluppo delle risorse funzionali al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza, decarbonizzazione e adeguatezza del sistema**.

I nuovi mercati a termine della capacità e degli stoccaggi

Fondamentale rimane a nostro avviso la previsione di un **capacity market** per **garantire al sistema opportuni margini di adeguatezza**. Si apprezza quindi che l'Autorità e gli altri soggetti istituzionali coinvolti si siano attivati con grande impegno e con successo affinché si potessero tenere entro quest'anno le aste per il capacity market per l'anno 2024.

Nel condividere la scelta di confermare, in continuità, l'impianto della disciplina adottata per gli anni 2022-2023, segnaliamo la necessità, emersa recentemente nell'attuale scenario di "Energy Crunch", di **apportare una modifica al sistema di indicizzazione del prezzo di riferimento, almeno in situazioni di emergenza legata ad estrema volatilità dei mercati**. Si propone di ricondurre il riferimento del valore standard del gas ad un indice prossimo al valore del prezzo spot day ahead, al fine di avere una **maggior reflectivity dei reali costi che sopporta l'operatore di mercato**.

In particolare, si propone di modificare sostituire l'elemento PFOR,m con l'elemento PFOR,d, corrispondente alla quotazione dell'hub TTF così come pubblicata da ICIS Heren nel giorno lavorativo immediatamente precedente il giorno "D-1" (coincidente con il D-2 rispetto al giorno di flusso) e determinata con il seguente criterio: se il giorno di flusso "D" è un giorno lavorativo, si potrebbe utilizzare il prodotto "TTF day ahead"; Se il giorno di flusso "D" è un giorno non lavorativo, si potrebbe utilizzare il prodotto "TTF weekend".

Tale soluzione proposta ridurrebbe significativamente il rischio per gli operatori nei casi in cui il prezzo del gas in assenza di dichiarazione del livello di emergenza aumentasse in modo significativo. Il rischio residuo risulterebbe limitato, ad esempio, ad eventuali casi in cui i prezzi più che raddoppiassero da un giorno all'altro, poiché tale formula mantiene un time-lag di un giorno. Il meccanismo andrebbe anche a vantaggio del consumatore perché funzionerebbe anche in situazioni di trend in ribasso dello scenario energetico in cui il prezzo spot potrebbe registrare punte di prezzo di molto inferiori al TTF montly. Sugeriamo anche un intervento analogo per quanto riguarda l'altra componente variabile che incide sul calcolo del prezzo di esercizio, il parametro P_{EUA} riferito al costo legato agli oneri dei titoli di emissione di CO₂.

La stessa Delibera 98/11 ARG/elt al comma 9,4 lettera c) contempla la possibilità di rivedere e modificare, nei casi in cui risulti necessario, la formula del calcolo dello strike price anche per i periodi di consegna già contrattualizzati.

Tuttavia, in considerazione della complessità di un adeguamento della disciplina vigente per passare alla determinazione su base giornaliera già dal 2022, ed in considerazione dell'urgenza dettata dallo scenario energetico, si potrebbe in subordine ricorrere ad un'applicazione dell'indicizzazione giornaliera solo in condizioni emergenziali, secondo una logica di attivazione a "soglia". Ad esempio, solo nei casi eccezionali in cui il valore sopra determinato dell'elemento PFOR,d dovesse eccedere di un certo valore quello dell'elemento PFOR,m.

In considerazione dell'avvicinarsi della stagione invernale, in cui potremmo assistere ad un inasprimento dello scenario prima descritto per effetto di fenomeni climatici estremi, sarebbe auspicabile un intervento dell'Autorità in tempi brevi.

Per quanto riguarda il **tema della sicurezza** si richiama la necessità di istituire un **mercato a termine per l'approvvigionamento** - tramite aste competitive - delle risorse minime (**accumuli in primis**) necessarie a garantire la sicurezza del sistema. L'articolo 18 relativo allo "sviluppo di capacità di stoccaggio" dello schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva comunitaria sul mercato interno dell'energia elettrica sembra andare in tale direzione. In tal senso, nel definire le regole di funzionamento di tale mercato, particolare attenzione dovrà essere dedicata alla necessità di **garantire un adeguato livello di coordinamento tra questo nuovo meccanismo di contrattazione e tra quelli per l'adeguatezza e per la decarbonizzazione**.

Riforme dei mercati e Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

Con riferimento invece alla **riforma organica del dispacciamento elettrico**, il c.d. "TIDE", da quando è stato pubblicato il primo DCO è cambiato lo scenario di contesto, come abbiamo descritto in premessa. Ci chiediamo innanzitutto come questa situazione possa condizionare la timeline e il disegno complessivo

definite nel DCO. Nella prospettiva di completare il percorso avviato, auspichiamo che venga fornita agli operatori insieme alle singole modifiche, una visione complessiva dell'Autorità sullo sviluppo organico e aggiornato delle riforme.

La riforma della disciplina degli sbilanciamenti

Manifestiamo apprezzamento per la **riforma della disciplina degli sbilanciamenti** che va nella direzione di **uniformare per tutte le risorse la definizione dei prezzi di sbilanciamento** e del periodo di settlement, come previsto dal **Regolamento balancing ((UE) 2195/2017)** e dalla risposta della Commissione Europea all'**Implementation Plan Italiano**. In merito al disegno della riforma ed all'introduzione delle aree dinamiche, concordiamo con l'Autorità sulla necessità di una opportuna consultazione volta a trovare soluzioni efficienti ed efficaci senza introdurre eccessivi livelli di complessità operativa, anche al fine di valutare il ruolo del TSO nel processo complessivo.

Componenti tariffarie addizionali RE e REt a carico dei produttori termoelettrici

Al fine di ridurre l'impatto sul consumatore finale, riteniamo necessario intervenire sugli oneri tariffari che distorcono il meccanismo di formazione dei prezzi sul mercato elettrico all'ingrosso, come ad esempio alcune componenti degli oneri di sistema gas. In tal senso, si propone di superare gli attuali ostacoli normativi affinché l'Autorità possa completare il **percorso virtuoso già avviato con la Delibera 96/20**, estendendo alle altre componenti **RE_T** (CET, CB CAR, TLR e ST) il meccanismo oggi limitato alla sola componente **Re TEE**. **La riforma consente la rimozione di una distorsione nella definizione del prezzo e di merit order delle fonti produttive nel mix di generazione**. Questa importante riforma **contribuirebbe in modo strutturale** alle notevoli azioni che codesta Autorità ha già implementato in via emergenziale per il contrasto al caro energia. Inoltre, gli **effetti positivi** di tale riforma potrebbero essere mantenuti **anche in caso di fiscalizzazione strutturale di parte degli oneri di sistema**, come già anticipato dall'autorità stessa.

Con riferimento al percorso avviato dalla delibera 96/20, allo stato attuale la normativa primaria prevede che l'Autorità possa intervenire sia sulle tariffe dell'energia elettrica che sulle tariffe del gas naturale solamente in relazione ai costi derivanti dal meccanismo dei TEE (c. d. **RE_{TEE}**).

L'Autorità potrebbe quindi utilizzare il proprio potere di segnalazione verso Governo e Parlamento per chiedere la modifica delle norme citate in modo da creare le premesse per un completamento della riforma della componente **REt**.

Soluzioni efficienti per lo sviluppo delle FER e della mobilità elettrica

Il caro-bollette pone enfasi anche sulla necessità di **contenere il costo dello sviluppo delle infrastrutture energetiche** derivanti dal raggiungimento degli obiettivi di politica energetica e ambientale.

L'attuale quadro regolatorio agevola lo sviluppo delle **ricariche pubbliche in BT** con una struttura tariffaria ad hoc (c.d. **BTVE**). Riteniamo necessario aprire una riflessione sulla **modalità più efficiente per lo sviluppo della mobilità elettrica**, anche con riferimento alle ricadute in termini di maggiori costi per il sistema elettrico (nuove connessioni, sviluppo reti in BT), considerando **una modalità alternativa di ricarica pubblica basata su ricariche fast ultra-fast in MT e privilegiando le connessioni già esistenti**.

Condividiamo l'attenzione all'impatto che lo **sviluppo della generazione FER** (onshore ed offshore) e della **Demand Side Response** possono comportare sia in termini di costi che di interventi di potenziamento delle infrastrutture. È necessario, quindi, adottare soluzioni regolatorie innovative che garantiscano uno sviluppo

efficiente delle infrastrutture in modo da contenere i costi per il sistema elettrico e garantire al contempo lo sviluppo organico delle diverse tecnologie.

Infine, in un'ottica di una sempre più spinta integrazione fra settori, riportiamo qualche considerazione sui vettori diversi dall'energia elettrica.

Cogenerazione ad alto rendimento

Il Piano Strategico prevede lo sviluppo del **telecalore** ad elevata qualità, efficienza energetica e sostenibilità ambientale, integrate con altri sistemi energetici. In quest'ottica la **cogenerazione ad alto rendimento (CHP)** svolge un **ruolo determinante come tecnologia per produrre calore efficiente a basse emissioni nell'ambito del processo di transizione energetica, soprattutto in contesti *hard to abate*** come quello della produzione di calore ad alte temperature. Tuttavia, la produzione combinata di calore ed energia elettrica si concilia sempre meno con la maggior flessibilità richiesta dal mercato elettrico e con i segnali di prezzo associati. Si pone quindi un **problema di coerenza complessiva del disegno di mercato** al fine di **non penalizzare una soluzione tecnologica che può offrire un contributo importante, immediato ed efficiente nel processo di transizione energetica.**