

**AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

SGE Segretariato Generale

Divisione Ambiente

Divisione Energia

Corso di Porta Vittoria, 27 – 20122 Milano

PEC: protocollo@pec.arera.it

Prot. REGO-AFIR / EF-ef / 45-21

Milano, 29 novembre 2021

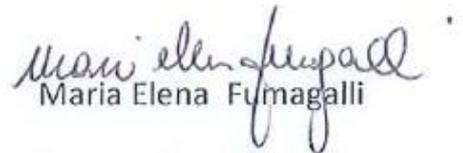
Oggetto: Osservazioni Edison S.p.A. al Documento di Consultazione 465/2021/A “Quadro Strategico 2022-2025 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambienti”

Edison provvede a trasmettere le proprie osservazioni alla presente consultazione.

Rimanendo a disposizione per chiarimenti si inviano cordiali saluti.

Direttore Affari Regolatori

Edison S.p.A.



Maria Elena Fumagalli

Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano
Tel. +39 02 6222 1

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

Osservazioni generali

1. Premessa

Il sistema energetico sta vivendo su scala mondiale un momento storico senza precedenti. L'emergenza Covid ha accelerato un processo di transizione ecologica con ambiziosi obiettivi di medio-lungo periodo, accompagnato tuttavia da fenomeni di significativa volatilità dei prezzi quale quello che stiamo vivendo negli ultimi mesi

Il percorso di transizione ecologica non si preannuncia né chiaro, né semplice. Gli obiettivi che l'Europa e l'Italia si sono posti in termini di decarbonizzazione, sviluppo dell'efficienza energetica e penetrazione delle fonti rinnovabili si scontrano quotidianamente con processi autorizzativi estremamente lenti, una pubblica opinione non ancora pienamente consapevole e responsabile, un'amministrazione pubblica che fatica a stare al passo.

Alcuni punti fermi, tuttavia, possono essere individuati. Anche gli scenari previsivi più ottimistici prevedono insieme ad un incremento delle fonti rinnovabili ed alla necessità di un potenziamento delle infrastrutture a rete:

- Lo sviluppo di accumuli (elettrochimici, ma anche pompaggi)
- il permanere di una quota decrescente ma non trascurabile di produzione termoelettrica efficiente e flessibile a gas (magari, nel lungo periodo, affiancata a tecnologie di *Carbon Capture*).

Quel che è certo è che la cornice regolatoria dovrà stare al passo. Di seguito, a nostro avviso, le priorità di intervento.

2. Regolazione dei mercati all'ingrosso elettrico

Indispensabile ed urgente la definizione di misure finalizzate a promuovere lo sviluppo di sistemi di pompaggi, caratterizzati da tempi di autorizzazione e realizzazione fisiologicamente non brevi. È opportuno che le Istituzioni si muovano in modo tempestivo in tal senso, ciascuno per parti di competenza, e l'Autorità di settore giocherà certamente un ruolo importante nel processo.

È poi fondamentale finalizzare gli ultimi tasselli del meccanismo di remunerazione della capacità, che insieme ai mercati dell'energia e dei servizi, costituisce un elemento strutturale indispensabile del design di mercato al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Importante l'introduzione di strumenti di gestione dei vincoli di disponibilità previsti dalla disciplina esistente, anche al fine di mitigarne i rischi economici. Il riferimento è allo sviluppo di un mercato secondario, di contratti bilaterali e di cessione di capacità tra operatori.

Infine, un elemento rilevante per il completamento del design del mercato all'ingrosso elettrico è la riforma del Mercato dei servizi di dispacciamento, funzionale a consentire la partecipazione di nuove risorse non precedentemente abilitate. È fondamentale che questo processo includa misure volte ad assicurare un'adeguata valorizzazione dei servizi, nel pieno rispetto del principio di neutralità tecnologica.

3. Regolazione dei mercati all'ingrosso gas

Il gas naturale oggi ricopre un ruolo molto rilevante nel bilancio energetico italiano, in termini sia di copertura del fabbisogno energetico primario di energia (al 2019 circa il 40%, in larghissima prevalenza approvvigionato tramite importazioni), sia di penetrazione nei consumi finali (29%). L'utilizzo del gas naturale è importante non solo nel settore residenziale - laddove la variabilità dei consumi è fortemente dipendente dalle condizioni climatiche - ma anche in molti settori industriali e nel settore dei trasporti (1 Gmc/a), nel quale l'Italia è leader europeo. Inoltre - come anticipato in premessa - il gas è fondamentale nel settore termoelettrico per alimentare nuovi CCGT ad alta efficienza e flessibilità, garantendo la modulazione necessaria a copertura delle rinnovabili intermittenti ed il completamento del *phase-out* del carbone.

Anche in futuro, il gas continuerà a lungo a ricoprire un ruolo importante - seppur decrescente - nell'energy mix, seppur cambiando la propria composizione interna e facendo spazio a forme "altre" rispetto al gas naturale, quali biofuels ed idrogeno.

Questo processo evolutivo potrà in prospettiva portare a severe dinamiche di prezzo quali quelle che stiamo vivendo in questi giorni. È tuttavia importante ricordare che queste situazioni non sono dovute ad un cattivo funzionamento del mercato, ma al contrario riflettono un mercato – ormai globale – ben funzionante e integrato¹. Interventi distorsivi dei segnali di mercato potrebbero avere effetti controproducenti, accentuando il problema di scarsità. Occorre invece evitare confusioni di ruoli e responsabilità e far sì che Istituzioni, operatori di mercato, soggetti regolati continuino a far la loro parte, preservando un mercato faticosamente costruito e sviluppato negli anni.

¹ In particolare, il GNL, in assenza di contratti dedicati a fornire un determinato mercato, si muove laddove i segnali di prezzo sono più elevati, per esempio in Asia.

Istituzioni. In una situazione come quella attuale è comprensibile l'esigenza da parte della Istituzioni di prevedere interventi calmieratori dei prezzi, a tutela del consumatore finale. In quest'ottica è stato lungimirante l'approccio sinora adottato dal Governo italiano e dall'Autorità di settore che hanno circoscritto il proprio intervento ad oneri di sistema e bonus, senza intervenire sulla commodity. Riteniamo che anche in prospettiva occorra, a livello nazionale ed europeo, mantenere questo approccio evitando di introdurre modifiche distorsive dei segnali di prezzo o cambiamenti strutturali al design di settore. Qualsiasi iniziativa volta a rendere il sistema più resiliente rispetto a fenomeni anche severi di volatilità dei prezzi dovrà essere una misura "di mercato" e dovrà essere preceduta da un appropriato processo consultivo dei soggetti portatori di interessi. Immaginare, invece, che i soggetti regolati debbano approvvigionare gas in concorrenza con gli operatori di mercato, per incrementare il livello di riempimento degli stoccaggi o per far fronte a situazioni di carenza di offerta, sarebbe una misura distorsiva del buon funzionamento del mercato e controproducente in quanto di fatto segnalerebbe ai soggetti esportatori che il sistema Italia può incrementare i prezzi di acquisto.

Operatori di mercato. Nell'arco degli ultimi 10 anni il contributo della produzione nazionale alla copertura dei fabbisogni gas si è dimezzato (ed è destinato a ricoprire in prospettiva un ruolo ancora più marginale), mentre i midstreamer hanno garantito negli anni la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, sottoscrivendo contratti di lungo termine ed assumendo impegni e rischi molto importanti e particolarmente rilevanti nel contesto attuale. Secondo i dati raccolti da Arera le importazioni spot di gas hanno rappresentato ancora nel 2020 solo il 15% del supply italiano.

Nei prossimi 15 anni, tuttavia, la larga maggioranza dell'approvvigionamento di lungo termine per il mercato italiano andrà a scadenza, peraltro in un contesto in cui il mercato del GNL si è ormai caratterizzato come un mercato globale ed il mercato UE, in assenza di forniture dedicate da parte dei produttori di GNL, è diventato un mercato di bilanciamento o comunque un mercato residuale².

In questa situazione il ruolo dei midstreamer - di negoziazione e mediazione tra i produttori/esportatori ed il mercato finale - continua ad essere fondamentale al fine di:

- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti per il sistema gas, attraverso l'acquisto di contratti a lungo/medio/breve termine e l'utilizzo delle infrastrutture disponibili

² In Italia il contratto Edison di lungo termine con il Qatar assicura un volume stabile di GNL, mentre le importazioni spot sui terminali OLT e Panigaglia dipendono dalle condizioni del mercato GNL globale.

- diversificare le fonti di approvvigionamento, costruendo un portafoglio diversificato di contratti con un approccio non opportunistico, ma finalizzato ad assicurare una presenza stabile sul mercato
- gestire i rischi di mercato attraverso logiche industriali e non speculative
- bilanciare il fonti/impieghi in relazione ai fabbisogni dei diversi settori e dei consumatori finali
- favorire lo sviluppo di nuovi impieghi (per esempio il GNL nei trasporti).

È necessario, quindi, mantenere una cornice regolatoria abilitante che consenta ai midstreamer di rinegoziare i contratti esistenti e/o stipularne di nuovi.

A tal fine occorre in generale promuovere la diversificazione delle rotte di importazione e lo sviluppo di nuove fonti creando condizioni favorevoli e riconoscendo la necessità di un approccio di lungo termine.

In particolare, la regolazione deve, poi, impedire l'accaparramento di capacità presso le infrastrutture strategiche, quali i terminali di rigassificazione LNG, da parte di paesi produttori terzi e player globali che non hanno un reale interesse per la sicurezza del sistema in quanto operano per ottimizzare il portafoglio globale destinando il gas ai mercati più remunerativi quali, per esempio, quelli asiatici.

Estremamente penalizzante nei confronti del Midstreamer risulta poi la proposta recentemente delineata da ARERA con riferimento alla valorizzazione delle misure non di mercato previste dalla Procedura di Emergenza Nazionale, per definire il valore dello sbilanciamento da applicare all'utente corto in caso di attivazione. Il quadro delineato potrebbe risultare severamente pregiudizievole nei confronti degli *Shipper* anche in situazioni in cui la causa dello sbilanciamento di sistema è imputabile a fattori esogeni: se ne propone quindi un radicale ripensamento.

Soggetti Regolati. Oggi e in prospettiva in Italia ed in Europa la leva dello stoccaggio costituisce un elemento di primaria attenzione. A tale proposito, i provvedimenti tariffari previsti dalla regolazione dovranno consentire agli operatori di stoccaggio di continuare ad investire garantendo disponibilità adeguate e livelli di qualità del servizio sempre più elevati, e, al contempo, assicurare un level playing field tra gli operatori di stoccaggio in un servizio infrastrutturale pluralistico ed efficiente. Andrà inoltre rafforzata la responsabilità in capo agli operatori di stoccaggio di rendere pienamente e tempestivamente fruibili tutte le capacità disponibili (a prescindere da situazioni di emergenza) e ad incrementare le flessibilità del sistema stoccaggio in relazione a servizi, periodi di conferimento e campagne di iniezione in modo da renderlo più attrattivo per gli operatori, facilitando la vendita delle capacità.

Essenziale è inoltre il ruolo dei soggetti regolati (in particolare delle imprese di distribuzione) nei meccanismi di *settlement*. La relativa riforma, seppure operativa da gennaio 2020, non ha ancora dato i risultati sperati. Continuano a registrarsi forti incertezze nella quantificazione delle partite da liquidare e gravi ritardi nella relativa consuntivazione. Fondamentale in quest'ottica una maggiore responsabilizzazione dei distributori nel processo di Data Quality delle informazioni fornite agli utenti del sistema e di meccanismi che promuovano maggiore accuratezza e tempestività.

4. Retail ed efficienza energetica

Edison ritiene che il percorso previsto per la fine dei prezzi regolati debba essere perseguito senza esitazioni. Proprio in questa fase storica di estrema volatilità il mercato libero (dove, secondo il recente rapporto di monitoraggio ARERA, l'80% delle offerte sottoscritte è a prezzo fisso) ha dimostrato di sapere offrire ai consumatori appropriati strumenti di tutela e stabilizzazione dei prezzi.

Lo step finale del percorso di liberalizzazione, quello relativo a microimprese e clienti domestici, richiederà una revisione del design delle aste per la tutela graduale in precedenza adottate per le piccole imprese, alla luce sia dell'esperienza maturata in questo segmento, sia delle specifiche caratteristiche dei consumatori di minori dimensioni.

Un'attenzione ancora maggiore dovrà essere posta alle qualità degli operatori partecipanti alle procedure concorsuali, in termini di capacità finanziaria e di gestione dei profili di rischio. E' proprio nelle situazioni di maggiore difficoltà – lo si è visto in questa fase pandemica – che fornitori solidi ed affidabili hanno dimostrato di sapersi prendere cura dei propri clienti, ad esempio offrendo dilazioni di pagamento ancor prima ed indipendentemente dalle specifiche misure adottate da Governo ed Autorità per mitigare l'impatto della crisi sui consumatori finali.

Naturalmente dovrà essere mantenuto un tetto antitrust appropriato (il riferimento è il 35% adottato per le piccole imprese), ma un accento ancora maggiore dovrà essere posto alla trasparenza del processo e alla promozione di un esito effettivamente pluralistico, in particolare nel design di eventuali meccanismi di sorteggio.

Analoga attenzione dovrà essere posta alla completezza del set informativo fornito ai partecipanti alle aste, non solo al fine di consentire un *level playing field* tra i partecipanti alle aste, ma anche una gestione efficiente delle procedure di switching.

Infine, fondamentale ed indifferibile un'appropriate campagna di comunicazione istituzionale, che promuova un avvicinamento consapevole del cliente al mercato libero, preparandolo al percorso che si troverà ad affrontare.

Lato autoconsumo ed efficienza energetica un unico importante cenno, in particolare ai possibili impatti derivanti dalla prospettata fiscalizzazione degli Oneri Generali di Sistema. Questo percorso, se intrapreso, dovrà necessariamente essere accompagnato dall'introduzione di altre misure di supporto (es. incentivi espliciti) idonee a tutelare la sostenibilità dei progetti in corso, la fattibilità delle iniziative future e il raggiungimento degli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi finali di energia e di *carbon neutrality*.

5. Edison leader della transizione ecologica e operatore responsabile della transizione energetica

Infine, ci preme evidenziare l'estrema attenzione il conseguente impegno di Edison verso una transizione che sia sostenibile, in grado cioè di coniugare la salvaguardia di risorse limitate e il benessere delle generazioni presenti e future, in ambito economico, sociale ed ambientale.

Per Edison essere leader nella transizione energetica e operatore responsabile significa impegnarsi concretamente nello sviluppo delle fonti rinnovabili e low carbon, nella mobilità sostenibile e nei servizi di efficienza energetica, e offrire ai clienti servizi di qualità, creando valore condiviso con le comunità locali, attraverso un dialogo costruttivo con il territorio.

Per questo motivo, già da tempo la Politica della Sostenibilità di Edison – che prevede target quantitativi, monitorati annualmente attraverso indicatori di performance - è basata sui *Sustainable Development Goal delle Nazioni Unite (SDG's)* e incardina la strategia di sviluppo della società sulla tutela dell'ambiente, il rispetto dei diritti umani, gli standard lavorativi e la lotta alla corruzione.

La strategia elaborata permette così a Edison di porsi come **operatore energetico responsabile** puntando alla crescita nei business della transizione energetica, contribuendo così in maniera concreta agli obiettivi 2030 del Paese.

Osservazioni puntuali

OBIETTIVI STRATEGICI 2022-2025 E LINEE DI INTERVENTO: TEMI TRASVERSALI

A. Il consumatore consapevole

OS.1 Promuovere l'empowerment del consumatore

Edison concorda con l'importanza di favorire lo sviluppo di una consapevolezza crescente, da parte dei consumatori finali, rispetto alle proprie scelte in materia energetica, riconoscendo il fatto che saranno proprio i consumatori a giocare un ruolo chiave nel percorso di transizione energetica.

In quest'ottica condividiamo l'inclusione del concetto di qualità dei servizi offerti come elemento aggiuntivo, rispetto al solo prezzo, che orienti la scelta dei consumatori: troppo spesso, in passato, elementi diversi dal prezzo dell'energia sono stati ritenuti secondari nel confronto tra offerte, mentre la nostra esperienza sul mercato – così come testimoniato anche dalla generale evoluzione registrata dall'offerta commerciale sui mercati dell'energia - ci porta ad affermare che sempre più rappresentano elementi dirimenti nella scelta del fornitore. Non di meno, la possibilità di verificare anche questi aspetti in maniera semplice ed immediata può contribuire a consolidare la fiducia dei consumatori in un mercato che, pur in assenza di una regolazione di prezzo (il cui percorso di rimozione sarà auspicabilmente completato a breve), vede i clienti finali tutelati sotto molteplici aspetti e supportati nella scelta grazie ad un numero di informazioni e strumenti regolati che nessun altro settore può vantare.

Ad una maggiore visibilità sulla qualità dei servizi è tuttavia indispensabile affiancare una rapida approvazione ed entrata in vigore dell'Albo Venditori di energia elettrica, che introducendo requisiti adeguatamente stringenti, rassicuri i consumatori e in ultima istanza l'intero sistema, sull'affidabilità dei venditori.

Nell'OS.1 rientra anche l'organizzazione delle campagne informative relative alla fine della tutela di prezzo, troppo a lungo rimandate e invece indispensabili per formare una base comune di conoscenza rispetto all'evoluzione di questo processo. Riteniamo che un loro rapido avvio, utilizzando formati istituzionali e messaggi semplici e chiari come quelli studiati, ad esempio, per l'introduzione del digitale terrestre, sia fondamentale per aumentare la consapevolezza dei consumatori finali circa questo importante cambiamento e agevolare di conseguenza una loro partecipazione attiva. L'assenza di una comunicazione istituzionale e centralizzata rispetto a questa

tappa, associata al comportamento opportunistico di alcuni operatori del mercato che hanno sfruttato l'assenza di un quadro chiaro per diffondere informazioni non corrette, ha aumentato l'incertezza dei consumatori e la generale sfiducia verso il settore, anche a detrimento dei soggetti che operano sul mercato nel pieno rispetto delle disposizioni regolatorie.

Meritano invece ulteriore approfondimento l'intenzione di integrare i diversi portali digitali di servizio (Portale Offerte, Portale Consumi, Sportello del Consumatore) in un unico spazio virtuale, così come la volontà di introdurre nuovi obblighi di comparazione delle offerte in capo ai venditori in sede di proposta contrattuale. Ricordiamo infatti che il Codice di Condotta Commerciale è stato oggetto di una recente e corposa modifica, che ha implicato per le società di vendita l'adeguamento dei propri processi. Riteniamo pertanto che eventuali ulteriori modifiche dovrebbero essere attentamente valutate in base ad un'analisi costi-benefici.

Prendendo in considerazione le nuove configurazioni di autoconsumo emergenti dalla riforma del mercato, quali ad esempio le comunità energetiche, condividiamo l'opportunità di valutare l'estensione delle misure per la risoluzione delle controversie oggi esistenti nel settore energetico, tenendo in adeguato conto la diversa tipologia di rapporti giuridici che collega i partecipanti. Volendo trattare più in generale il tema dell'estensione delle tutele ai soggetti costituenti le comunità energetiche, si segnala che tali indirizzi non devono però andare a detrimento della stabilità del perimetro delle configurazioni, che riveste un'importanza fondamentale per gli operatori, per la tutela degli investimenti, e in ultima analisi per la stessa sopravvivenza delle comunità energetiche. Fondamentale, inoltre, mantenere e garantire il grado di flessibilità, oggi previsto dalla normativa primaria e dalle Direttive Europee, nel regolare/gestire i rapporti tra i soggetti appartenenti alle nuove configurazioni tramite accordi di diritto privato, contratti che in ogni caso prevedono una serie di tutele per entrambe le controparti interessate.

OS.2 Rafforzare le tutele per i consumatori in condizioni di disagio

Appreziamo la volontà di rafforzare gli strumenti di tutela per i consumatori che si trovino in oggettiva difficoltà fisica e socio-economica, perfezionando la strada dell'automatismo già intrapresa per l'erogazione dei meccanismi di sostegno ad essi dedicati. Questa ha infatti consentito di semplificare notevolmente l'accesso ai bonus esistenti.

Riteniamo inoltre fondamentale che sia definita in maniera organica e strutturata la disciplina regolatoria per la tutela dei consumatori colpiti da eventi eccezionali, così da garantire la necessaria

chiarezza e stabilità delle procedure che consenta di assicurare una sua rapida ed omogenea applicazione, da parte degli operatori coinvolti, nei diversi casi in cui questa si rendesse necessaria.

OS.3 Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti

Edison condivide l'importanza di promuovere comportamenti corretti da parte dei diversi soggetti operanti lungo la filiera e, a tal riguardo, auspica che le verifiche programmate dall'Autorità sull'effettiva applicazione delle disposizioni normativo-regolatorie possano riguardare una vasta platea di venditori, a prescindere dalle loro caratteristiche dimensionali.

Con più specifico riferimento alle relazioni tra operatori della distribuzione e utenti del servizio, riteniamo fondamentale che – anche in vista del completamento del processo di rimozione delle tutele di prezzo - siano rafforzati i controlli in materia di rispetto delle disposizioni di unbundling, così da assicurare la creazione di un effettivo level playing field. In materia di unbundling della rete di distribuzione, ulteriori considerazioni di dettaglio saranno svolte in risposta all'OS.21. In generale, a questo riguardo, riteniamo sia opportuno valutare la necessità di rivedere e rafforzare la disciplina della separazione societaria e funzionale, prevedendone l'applicazione anche con riferimento ai numerosi ambiti di business innovativi che vanno via via emergendo nell'ambito della transizione energetica (efficienza energetica, mobilità elettrica, servizi di flessibilità, etc) e che sempre più spesso vedono soggetti pienamente regolati come i gestori di rete, concorrere con gli operatori di mercato.

È inoltre auspicabile che l'Autorità chiarisca come gestire i casi, precedenti all'emissione del provvedimento che scaturirà dal DCO 457/2021/R/com, in cui i venditori hanno accolto l'eccezione della prescrizione da parte del cliente con riferimento a conguagli risalenti a più di due anni, in relazione a dati di lettura o rettifiche per i quali i distributori non hanno riconosciuto la prescrizione e il conseguente rimborso al venditore. In questi casi, infatti, il venditore si è trovato nella condizione di concedere al cliente di non pagare, ma non è stato a sua volta rimborsato/compensato a monte dal distributore.

Infine, come peraltro anticipato nella delibera 135/2021/R/eel relativa al processo di voltura con contestuale cambio fornitore, crediamo sia importante che ARERA proceda a stretto giro con la definizione di un meccanismo per attenuare l'impatto della morosità sulla controparte commerciale preesistente in caso di voltura.

B. Coordinamento su aspetti regolatori intersettoriali

OS.4 Definire un quadro unitario della separazione contabile in tutti i settori regolati

Si condivide l'intenzione di aggiornare il TIUC con riferimento al trattamento dei gas rinnovabili. Si evidenzia tuttavia come, in relazione al ruolo di sviluppo di business innovativi da parte di soggetti regolati, il solo *unbundling* contabile non sembri una misura sufficiente, mentre sarebbe auspicabile l'adozione da parte dell'Autorità di un approccio più incisivo volto ad assicurare un *level playing field* tra questi soggetti e gli operatori di mercato.

OS.5 Promuovere l'innovazione

Si apprezza l'attenzione dedicata dal regolatore al ruolo che i gas rinnovabili rivestiranno nel percorso di decarbonizzazione e si condivide pertanto l'intenzione di dare impulso al loro sviluppo anche mediante un'applicazione estensiva dello strumento dei progetti pilota e della regolazione innovativa. A tal riguardo si ribadisce tuttavia come questi strumenti a supporto dell'innovazione non dovrebbero essere un'esclusiva degli operatori di rete, ma al contrario prevedere una partecipazione dei soggetti di mercato in un contesto caratterizzato da trasparenza nell'accesso alle reti.

C. Promuovere in ambito europeo e internazionale il sistema nazionale nella transizione ecologica

OS.6 Definire metriche per la valutazione della sostenibilità ambientale

In qualità di operatore che da tempo ha sposato diversi obiettivi dell'Agenda 2030, integrandoli nella propria politica di sostenibilità, Edison accoglie certamente con favore la volontà di ARERA di inquadrare la propria azione regolatoria nel quadro della transizione ecologica confrontando i propri obiettivi strategici ai parametri di sostenibilità sviluppati dalle Nazioni Unite.

Tuttavia, desta più di qualche elemento di preoccupazione il riferimento al **Regolamento Tassonomia**, come fonte da cui trarre indicazioni per la definizione degli obiettivi stessi, anche alla luce dell'attuale dibattito circa il ruolo del gas, come ad esempio l'inclusione o meno nell'elenco delle attività ammissibili ai sensi del Regolamento stesso. Inutile ricordare quanto il gas, in qualità di combustibile di transizione svolga e svolgerà in prospettiva un ruolo ancora determinante,

soprattutto per il nostro Paese e pertanto qualsiasi riferimento alla normativa di riferimento non può non tener conto della sua rilevanza.

In aggiunta, con riferimento all'Agenda 2030, evidenziamo come le evoluzioni in corso siano molte e porteranno allo sviluppo, nei prossimi mesi di ulteriori riflessioni su standard internazionali e sulle metriche di riferimento che meriteranno un'analisi approfondita.

Anche per questo motivo, riteniamo quanto mai opportuno che il percorso intrapreso da ARERA di confronto dei propri obiettivi strategici con i parametri di sostenibilità (nonché di definizione di metriche convergenti a livello intersettoriale per valutare benefici di investimenti infrastrutturali) sia frutto di un confronto con gli operatori, **mediante una o più fasi consultive**. In qualità di operatore impegnato attivamente nel promuovere la transizione energetica, pensiamo che il confronto con gli stakeholder e la progettazione condivisa sia un pilastro fondamentale per tutti quei soggetti che intendano intraprendere il cammino nel quadro della transizione ecologica. Tali momenti saranno certamente l'occasione per uno scambio costruttivo e proficuo con gli operatori in cui anche Edison potrà contribuire attivamente.

D. Efficienza, efficacia, trasparenza amministrativa e semplificazione

OS.10 Promuovere la valutazione dell'impatto regolatorio e la verifica della compliance

Si apprezzano le intenzioni espresse dall'Autorità e in particolare la proposta revisione del Regolamento sanzioni, volta ad accrescere la trasparenza e l'obiettività delle misure deterrenti. Tali interventi, orientati al chiarimento delle modalità di quantificazione delle sanzioni e delle modalità di commisurazione del costo degli impegni in rapporto alla gravità della violazione per cui si procede, rivestono infatti una grande importanza nel quadro del miglioramento della trasparenza ed efficacia dell'intero sistema.

OBIETTIVI STRATEGICI 2022-2025 E LINEE DI INTERVENTO: AREA AMBIENTE

A. Sostenibilità ambientale nello sviluppo delle infrastrutture

B. Sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni, a condizioni di efficienza, e affordability

OS.14 Promuovere la realizzazione di infrastrutture adeguate alla gestione del ciclo dei rifiuti

OS.17 Riconoscere i costi efficienti del servizio di gestione dei rifiuti e determinare le tariffe alla luce del paradigma della Circular Economy

Pur condividendo l'impostazione prospettata da ARERA, si ritiene fondamentale procedere prima con l'analisi delle informazioni che verranno acquisite, a seguito dell'individuazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi". La nuova disciplina relativa agli impianti di chiusura del ciclo, infatti, è in fase di implementazione da parte delle Regioni con tempistiche e modalità ancora non chiare e diverse tra di loro, con un margine di incertezza per gli operatori legate soprattutto alle scelte amministrative che dovranno essere fatte.

Pertanto, pur condividendo quanto previsto nel Quadro Strategico potrebbe essere utile aspettare le prime risultanze derivanti dall'applicazione della nuova disciplina tariffaria relativa agli impianti di chiusura del ciclo definiti "minimi" prima di proseguire con la definizione della disciplina che, in ogni caso, auspichiamo continui a prevedere tariffe coerenti con la copertura di costi efficienti di gestione e garanzie sul ritorno degli investimenti.

OS.15 Sostenere lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture di teleriscaldamento

Si condivide la visione dell'Autorità circa l'importante contributo che il teleriscaldamento potrà fornire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità e non si hanno particolari commenti circa le priorità di intervento sul quadro regolatorio identificate nel Quadro Strategico.

OBIETTIVI STRATEGICI 2022-2025 E LINEE DI INTERVENTO: AREA ENERGIA

A. Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili

OS.21 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

REGOLAZIONE AUTOCONSUMO E FISCALIZZAZIONE ONERI DI SISTEMA. Accogliamo con favore la revisione della regolazione dell'autoconsumo, da tempo attesa per porre ordine alla disciplina di settore. Allo stesso modo evidenziamo come le configurazioni di autoconsumo e, più in generale, le iniziative di efficienza energetica siano ad oggi prevalentemente sostenute attraverso meccanismi di supporto indiretto, quali gli oneri generali di sistema.

In tal senso, riteniamo che qualsivoglia intervento di fiscalizzazione di quota parte dei predetti oneri debba necessariamente presupporre dei meccanismi compensativi e che gli investimenti già avviati da parte degli operatori siano oggetto di adeguata tutela.

Si osserva, inoltre, che gli oneri generali di sistema, specie quelli afferenti alla componente ASOS (la più rilevante in termini economici) sono in costante riduzione, con un *décalage* maggiormente marcato a partire dal 2027.

Pur consapevoli del delicato ruolo che l'ARERA dovrà esercitare nei prossimi mesi per continuare a sterilizzare gli aumenti dei prezzi dell'energia, riteniamo, infatti, che non sia possibile procedere ad interventi strutturali sulle bollette energetiche non considerando gli impatti che si andrebbero a produrre nel settore dell'efficienza energetica e dell'autoconsumo.

La trasformazione di strumenti di supporto implicito in meccanismi di incentivazione esplicita potrebbe ovviare a tali criticità, sempre che il percorso di fiscalizzazione e adozione di nuovi strumenti di supporto proceda di pari passo.

LA REGOLAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO. Edison condivide la necessità, espressa da Terna e condivisa da MiTE ed ARERA, di sviluppare nuovi sistemi di accumulo (e, in particolar modo, degli impianti di pompaggio essendo la tecnologia più matura per stoccare grandi quantitativi di energia) in grado di fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi sul sistema elettrico che accompagneranno il progressivo incremento della capacità installata di fonti rinnovabili non programmabili nel corso transizione energetica, coerentemente con gli obiettivi del PNIEC che prevedo lo sviluppo di 6 GW di accumuli centralizzati al 2030. Come anche sottolineato da Terna nel Piano di sviluppo della rete elettrica, ad oggi i segnali di prezzo derivanti dai mercati dell'energia, da soli, non sono in grado di incentivare investimenti in tale tipologia di impianti in quanto non forniscono sufficienti garanzie per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio. Pertanto, risulta essenziale definire rapidamente un quadro regolatorio in grado di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo, e in particolare di pompaggio al fine di sostenere l'investimento assicurando all'investitore una remunerazione a termine stabile nel tempo, e definendo nello stesso tempo le modalità di valorizzazione della nuova capacità sui mercati elettrici (mercati dell'energia e MSD).

In questo senso, è fondamentale che la definizione del quadro regolatorio, ad oggi delineato nello schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva UE 2019/944, avvenga in tempi brevi per poter rispettare le tempistiche e i target previsti nel PNIEC. L'urgenza nel definire il quadro

regolatorio e nel procedere alla contrattualizzazione a termine delle risorse di accumulo è ancor più evidente se si considerano i tempi necessari a sviluppare nuove infrastrutture di pompaggio che – come detto – rappresentano ad oggi le risorse più efficaci nel fornire sia prestazioni di “time shift” che servizi ancillari di regolazione (tensione e frequenza). In merito all’articolo 18 del suddetto decreto, si condivide l’introduzione di aste per favorire lo sviluppo della capacità di accumulo di nuova realizzazione. Proprio in ragione dei loro tempi di realizzazione e della loro maggior efficacia relativa, si suggerisce di valutare la possibilità di dedicare alle installazioni di pompaggio i primi contingenti di risorse di accumulo da approvvigionare a termine tramite asta.

Si vuole inoltre sottolineare l’importanza – se non la necessità – che il quadro regolatorio definito in recepimento del disposto del medesimo articolo 18 promuova la gestione e l’utilizzazione efficiente delle risorse di stoccaggio. Questo inevitabilmente richiede – per impedire anche il solo sospetto di comportamenti discriminatori del responsabile del dispacciamento – che queste risorse, che richiedono scelte discrezionali (non automatizzabili ex-ante) per una loro utilizzazione efficiente, siano realizzate e gestite da operatori del mercato e non dal TSO stesso. Infatti, anche qualora si limitasse a realizzare queste risorse affidandone la gestione ad un soggetto terzo, il TSO dovrebbe comunque essere reso responsabile delle prestazioni che l’impianto sarà effettivamente in grado di fornire, con la concreta possibilità che il TSO possa intervenire direttamente nelle scelte di valorizzazione dell’accumulo sui mercati. Quindi, l’eventuale realizzazione diretta dei sistemi di accumulo da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale dovrebbe essere possibile solo a valle di procedure trasparenti, secondo criteri e parametri definiti da ARERA, ed esclusivamente nel caso in cui, a seguito dello svolgimento delle aste, il fabbisogno di capacità necessaria non possa essere aggiudicato in tutto o in parte ad operatori economici.

Sempre al fine di promuovere una gestione e utilizzazione efficiente delle risorse di stoccaggio, si ritiene che la scelta della definizione dei programmi effettivi di immissione/prelievo delle risorse sia definita – nel rispetto dei vincoli economici derivanti dall’esercizio dei prodotti di time shift e degli ordini di dispacciamento di Terna – dall’operatore e titolare del sistema di accumulo. Coerentemente, pur prendendo atto della scelta del legislatore di allocare la capacità di accumulo così sviluppata tramite una piattaforma centralizzata gestita dal GME, si ritiene che la partecipazione al MSD di queste risorse dovrebbe essere lasciata al solo operatore delle risorse di stoccaggio, pur nel rispetto di vincoli economici definiti nel contratto con il TSO (che recepiscono disposizioni appositamente deliberate da ARERA).

Quanto sopra riportato da una parte è necessario perché: 1) solo l'operatore del sistema di accumulo può formulare programmi che tengano conto delle reali prestazioni garantite di volta in volta dalle risorse da lui gestite, 2) solo l'operatore dell'accumulo, in quanto responsabile "al margine" del valore connesso a queste risorse, può essere indotto a ottimizzarne (considerando costi vs benefici) la gestione. D'altra parte, in presenza di mercati infragiornalieri che arrivano in prossimità del tempo reale, i titolari dei prodotti di time shift potrebbero –se consentito dal quadro regolatorio– ridefinire i loro programmi (virtuali) di immissione/prelievo nel mercato infragiornaliero, senza alcuna esigenza di partecipare al MSD. In questo caso, permarrebbe comunque in capo a Terna la facoltà di chiedere l'esecuzione di queste riprogrammazioni al titolare dello stoccaggio o di gestirle in maniera alternativa.

LA RIFORMA DEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO. Edison è favorevole ad una riforma del mercato dei servizi di dispacciamento che permetta un'adeguata remunerazione dei servizi forniti dagli operatori necessari per garantire l'operatività e la sicurezza del sistema elettrico, rispettando il principio di neutralità tecnologica. In questo senso, l'eventuale capacità che Terna volesse riservarsi per assicurare la gestione delle congestioni ed il bilanciamento in tempo reale, inclusi gli intervalli di fattibilità, dovrebbe essere adeguatamente remunerata in modo da coprire il costo opportunità legato al vincolo che non consente all'unità abilitata di disporre su MI della capacità riservata.

L'introduzione del mercato infragiornaliero a negoziazione continua può costituire un'opportunità per gli operatori che potranno avere maggiori possibilità di bilanciamento dei propri portafogli, limitando così gli sbilanciamenti in particolare per gli impianti FER, grazie alla possibilità di scambio fino ad un'ora prima della consegna (H-1) ed alla contrattazione per portafoglio. I benefici di questa misura dipendono tuttavia dalle modalità implementative della piattaforma e dalle modalità di coordinamento tra mercato infragiornaliero e MSD. Con riferimento a quest'ultimo punto, l'imposizione da parte di Terna di eccessivi vincoli alla modulazione delle unità abilitate in XBID tramite gli intervalli di fattibilità può limitare fortemente i benefici legati ad una gestione per portafoglio e alla possibilità di effettuare scambi fino ad H-1. È quindi necessario che il regolatore monitori l'applicazione dei suddetti intervalli di fattibilità al fine di assicurare che la loro definizione risponda strettamente alle esigenze di gestione del sistema elettrico senza imporre vincoli non necessari alla partecipazione delle unità abilitate al mercato in negoziazione continua.

Per quanto riguarda la disciplina degli sbilanciamenti, Edison accoglie favorevolmente la proposta dell'Autorità, in linea con il quadro regolatorio europeo, di estensione del *single pricing* a partire dal

15 gennaio 2022 per tutte le unità, indipendentemente dall'abilitazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), dalla taglia oppure dalla fonte primaria.

Edison ha accolto favorevolmente il processo di estensione della partecipazione a MSD a nuovi soggetti e tecnologie tramite i Progetti pilota ex. delibera 300/2017 (es. UVAM, UPR, UPI, Fast Reserve). Con la riforma del MSD sarà, tuttavia, necessario procedere a "istituzionalizzare" e a mettere a sistema tali Progetti pilota nel pieno rispetto del principio di neutralità tecnologica. Nell'ottica del proseguimento del progetto Pilota UVAM anche per il 2022, Edison desidera sottolineare che i vincoli legati al processo di qualifica delle UVAM rendano molto difficile il passaggio dei clienti da un BSP ad un altro. Questi vincoli rischiano di irrigidire fortemente il mercato, di fatto impedendo agli operatori interessati, che non abbiano già abilitato e contrattualizzato UVAM nelle aste annuali del primo biennio di sperimentazione, di partecipare a questo progetto pilota.

L'avvio con la Delibera 352/2021/R/eel della sperimentazione per la realizzazione di progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte dei DSO, che dovrebbero consentire la più ampia partecipazione possibile degli operatori (DSO, BSP, Consumatori), è un altro traguardo molto positivo. Edison, tuttavia, condivide a pieno la necessità espressa dall'ARERA di effettuare approfondimenti finalizzati a valutare se l'attuale livello di unbundling sia sufficiente a garantire la piena neutralità dei distributori di energia elettrica nel loro futuro ruolo di acquirente di servizi locali e di proporre eventuali soluzioni volte al rafforzamento dell'attuale disciplina. La garanzia della neutralità del DSO è infatti una condizione necessaria per assicurare a tutti gli operatori un accesso senza discriminazioni a questi nuovi segmenti di mercato.

Infine, Edison desidera sottolineare che l'introduzione di prezzi negativi su MSD incentiverebbe la fornitura di servizi ancillari "a scendere" da parte di un perimetro più ampio di operatori, incluse le fonti rinnovabili non programmabili. Infatti, senza la possibilità di poter offrire un prezzo negativo in MSD, gli impianti a fonte rinnovabile (soprattutto gli impianti eolici) non risulterebbero adeguatamente incentivati all'erogazione di servizi a scendere, contraddicendo ad uno degli obiettivi stessi della riforma ossia quello di ampliare la platea di risorse a disposizione per la fornitura di servizi ancillari con conseguenti benefici in termini di concorrenza su MSD.

IL MERCATO DELLA CAPACITÀ. Edison ritiene il mercato della capacità uno strumento essenziale di accompagnamento della transizione energetica, il cui obiettivo è quello di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico secondo gli standard definiti dalle Autorità italiane a fronte di una sempre

maggior penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili necessaria al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali ed europei.

Per questi motivi, Edison ritiene che il meccanismo di capacità debba diventare un elemento strutturale del mercato elettrico, a complemento dei mercati dell'energia, e la sua implementazione debba proseguire anche al di là degli anni di consegna 2024 e 2025 e per tutto il periodo decennale per cui è stato approvato dalla Commissione europea con la decisione del 2018 (*Decision C (2018)617*). Si ritiene quindi opportuno che Terna avvii la fase di piena attuazione del meccanismo dando visibilità sul calendario delle procedure concorsuali anche per gli anni di consegna successivi al 2025.

Si ritiene, tuttavia, che l'attuale disciplina del mercato della capacità non garantisce un'adeguata flessibilità nella gestione degli obblighi, tale da permettere ai detentori di capacità di gestire efficacemente eventuali indisponibilità (programmate o meno) a ridosso del tempo reale. La struttura delle sessioni di mercato successive all'asta madre, in particolare il mercato secondario, e i vincoli di partecipazione imposti a dette sessioni, potrà avere un impatto sulla liquidità di questi mercati e sulla loro effettiva utilità nel gestire le indisponibilità degli impianti soggetti agli obblighi del mercato della capacità. Edison è, quindi, favorevole all'introduzione nell'attuale disciplina di misure volte ad incrementare la liquidità e la flessibilità delle sessioni del mercato secondario, permettendo ai detentori di capacità di limitare i rischi legati alle indisponibilità che ad oggi non sembrano adeguatamente mitigabili, permettendo allo stesso tempo a Terna di massimizzare la capacità a disposizione per l'adeguatezza del sistema elettrico.

Infine, alla luce degli aumenti e della volatilità eccezionali dei prezzi energetici, occorre rivedere la frequenza di aggiornamento dello strike price e in particolare della voce «materia prima gas», passando già a partire dal periodo di consegna 2022 a una determinazione su base giornaliera per riflettere in modo più efficace e dinamico l'evoluzione del costo variabile della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto).

OS.22 Accompagnare l'evoluzione del settore del gas naturale in un'ottica di decarbonizzazione

SICUREZZA DEL SISTEMA. Comprendiamo la preoccupazione di ARERA di guardare al futuro cercando da un lato, di anticipare i cambiamenti strutturali attesi a medio termine e dall'altro, di prevedere le necessarie coperture a garanzia della sicurezza del sistema e per contenere gli effetti della possibile volatilità dei prezzi sui consumatori.

Tuttavia, secondo Edison, non si può non partire da un'attenta analisi di quanto sta succedendo ormai da alcuni mesi, nell'ambito della crisi europea dei prezzi. Come già espresso nelle osservazioni generali, in Italia l'attuale organizzazione del mercato – che ha nei contratti di approvvigionamento *long term* un pilastro fondamentale e nella gestione dello stoccaggio un ruolo chiave – ha retto, arrivando addirittura ad esprimere un differenziale di prezzo negativo rispetto al TTF. Il portafoglio di approvvigionamento di lungo termine ha infatti permesso al gas di arrivare a destinazione, pur in presenza di mercati più redditizi. Secondo Edison, eventuali nuovi shock d'offerta globali possono essere affrontati soltanto assicurando per tempo che il gas in Italia arrivi, grazie a contratti di lungo periodo sempre più flessibili.

Purtroppo, i recenti provvedimenti proposti da ARERA sembrano andare in una direzione opposta, trasferendo in capo agli operatori di mercato oneri incomprensibili ed esponendo il mercato a logiche speculative.

- Si pensi innanzitutto al recente **DCO 379/2021/R/gas**, relativo ai criteri per la valorizzazione delle misure non di mercato attivabili in caso di emergenza gas, che ha destato molta preoccupazione nel settore, dal momento che le prime quantificazioni proposte sono particolarmente elevate e insostenibili (ad esempio, nel caso dell'interrompibilità tecnica dei clienti industriali, la valorizzazione è superiore ai 2.000 €/MWh).

Nel rimandare al nostro documento di risposta per tutti gli aspetti specifici, ci preme rimarcare – come del resto tutti gli attori di mercato hanno fatto nella fase consultiva – gli impatti che questi oneri avrebbero sugli operatori, che si troverebbero esposti a prezzi di sbilanciamento elevatissimi, oltre all'aumento delle garanzie a copertura del servizio di bilanciamento da prestare all'impresa di trasporto. Tutto ciò appare ancor più incomprensibile se si considera che tali misure sono in buona parte già pagate dal mercato (es. *peak shaving*). Eventuali prezzi/costi amministrati di sbilanciamento sarebbero oltretutto penalizzanti in modo ingiustificato per i soggetti importatori che dovessero subire *under-delivery* per cause al di fuori del loro controllo oltretutto per tutto il sistema, creando oneri aggiuntivi (per es. incremento delle garanzie finanziarie, rischio *default* degli *shipper*) anche per il mercato elettrico. A nostro avviso, dovrebbe invece essere salvaguardato il ruolo di tali soggetti, soprattutto nel momento in cui dovessero essere sbilanciati per cause al di fuori del loro controllo in quanto soggetti che assicurano la materia prima e l'esistenza stessa del mercato del gas.

Rispetto alle misure prospettate da ARERA, dal nostro punto di vista, è invece quanto mai necessario valorizzare il ruolo dello stoccaggio, assicurando che siano messe a disposizione

degli utenti tutte le capacità e le prestazioni effettivamente disponibili. Nelle eventuali situazioni di emergenza e in modo preventivo, gli utenti dovrebbero disporre di tutte le risorse di cui il sistema dispone in qualità di misure di mercato e in quanto remunerate già in sede di acquisizione delle capacità in asta (per es. le prestazioni di punta di erogazione aggiuntive).

Incrementare le flessibilità del sistema stoccaggio in relazione a servizi, periodi di conferimento, campagne di iniezione e strumenti (per es. riacquisto di capacità di stoccaggio) in modo da renderlo più attrattivo per gli operatori e facilitarne la vendita è, a nostro avviso, una leva fondamentale per assicurare una gestione ottimale del sistema, soprattutto nelle fasi di emergenza

Nell'auspicare il totale ripensamento del documento, ci preme evidenziare come In eventuali situazioni di emergenza gas, si dovrebbero:

- utilizzare in primis le misure eventualmente già pianificate e remunerate dal sistema (per es. peak shaving, servizio di interrompibilità dei clienti industriali selezionati, etc) per consentire al mercato del bilanciamento di esprimere un prezzo, frutto della dinamica domanda-offerta senza la distorsione di prezzi/costi amministrati che verrebbero immediatamente e preventivamente utilizzati dal mercato come benchmark in modo distorsivo e speculativo.
 - adottare misure aggiuntive nei casi estremi di reale rischio ed emergenza del sistema gas i cui costi dovrebbero essere in prima battuta a carico del sistema (per es. riduzione obbligatoria di consumi industriali, definizione di soglie di temperatura, altre misure), Evidenziamo, infine la necessità che in situazioni emergenza siano rafforzati i controlli verso possibili atteggiamenti speculativi degli operatori di mercato, tali da determinare o trarre indebitamente vantaggio dall'emergenza. che andrebbero certamente sanzionati ex post a valle di un'attenta indagine.
- ➔ Consideriamo, inoltre, la recente approvazione delle regole dell'Open Season di ALNG, finalizzata ad assegnare la capacità di rigassificazione fino al 2046. Anche qui, rimandando alle osservazioni inviate durante la fase consultiva, non possiamo non ricordare come l'attuale design favorisca, di fatto, l'allocazione della capacità nelle mani di un unico soggetto Tale approccio – fortemente contestato durante la fase consultiva - appare del tutto irragionevole.

Nel disegnare il mercato prospettico, Edison ritiene necessaria una brusca inversione di marcia, che nell'assicurare il funzionamento dei fondamentali di mercato, assicuri l'arrivo di

gas attraverso logiche industriali che valorizzino forme di approvvigionamento di lungo periodo sempre più flessibili.

RIFORMA DEI CRITERI DI ALLOCAZIONE DI CAPACITÀ NEI PUNTI DI RICONSEGNA VERSO LE RETI DI DISTRIBUZIONE. Come noto, la riforma dei conferimenti, che prevede l'attribuzione automatica della capacità di trasporto agli utenti in funzione delle caratteristiche di prelievo dei punti sottesi ai city gate e la contestuale eliminazione dei corrispettivi di scostamento sulla rete di trasporto, è stata rinviata al 1° ottobre 2022, avendo ARERA ritenuto necessario inter alia il consolidamento dei nuovi algoritmi di settlement, operativi dal 1° gennaio 2020. L'evoluzione del quadro regolatorio di riferimento sui conferimenti di capacità considera infatti l'implementazione adeguata del Sistema Informativo Integrato (SII) come un elemento imprescindibile.

A decorrere dalla pubblicazione dei primi bilanci di trasporto elaborati in base alle nuove logiche di settlement, sono emerse, infatti, diverse anomalie, rappresentate in più occasioni, generate dai profili risultanti delle aggregazioni non rispondenti al consumo atteso del city gate, che, laddove non sanate, potrebbero generare extra costi, difficilmente imputabili a reali consumi a valle e di cui gli operatori non hanno alcuna visibilità. Nonostante gli sforzi compiuti per affinare i processi sottesi al nuovo settlement gas nell'ottica di restituire al sistema dati affidabili in una prima fase di rodaggio della disciplina, gli esiti delle prime allocazioni sono ancora incerti e saranno consuntivati solo dopo la chiusura dei bilanci 2020, per cui si dovrà attendere almeno la conclusione della prima sessione di aggiustamento (che avverrà verosimilmente entro la fine di febbraio 2022). Ne derivano rilevanti difficoltà operative ed aggravii gestionali per il coordinamento della filiera ai fini della correzione degli errori, oltre che una forte esposizione economica e finanziaria per gli operatori.

Oltre alle criticità evidenziate dalla generazione di picchi anomali di consumo, l'attribuzione dei volumi annui di consumo per l'anno termico (CA_{pdR}), che (insieme a profilo di prelievo e tipologia di trattamento) costituisce la base dati funzionale all'implementazione della riforma dei conferimenti, potrebbe rivelarsi inadeguata al calcolo della capacità di ciascun PdR. La bontà dei risultati che il calcolo della capacità di trasporto restituirà potrebbe essere inficiata, quindi, dalla inadeguatezza dei dati sottostanti utilizzati per i calcoli, oltre che dalla presenza di incongruenze da sanare nel corso del processo di raccolta dei dati di misura e aggregazione dei volumi prelevati ai fini del bilanciamento.

In questo scenario, l'introduzione di un meccanismo di allocazione amministrata della capacità di trasporto ai clienti allacciati ai city gate, in sovrapposizione con la riforma di settlement, si basa su

dati potenzialmente non affidabili o comunque ancora in fase di verifica e consolidamento, che si tradurrebbe in un errato dimensionamento della capacità. Ciò rischia di non consentire il pieno recupero dei costi sostenuti per le forniture dei clienti finali, ivi compresi i costi relativi al servizio di trasporto, tenuto conto della eterogenea composizione di un portafoglio di clienti che insistono sulle reti di distribuzione. La neutralità di un operatore risulterebbe così non pienamente garantita, se consideriamo che i costi di capacità che gli vengono attribuiti “a monte” dalle imprese di trasporto potrebbero essere disallineati da quelli imputabili “a valle”, attraverso il calcolo del SII.

Considerato il quadro emerso, si ritiene che l’implementazione della riforma dei conferimenti a decorrere dal 1° ottobre 2022 sconti ancora diversi elementi di incertezza. Nel completare la riforma dei conferimenti, occorre dunque considerare i seguenti aspetti:

- gli UdB devono essere totalmente neutralizzati da effetti economici (costi e garanzie verso le imprese di trasporto) dovuti a capacità calcolate dal sistema a partire da dati incoerenti; ciò allo scopo di sterilizzare tutti gli effetti negativi del settlement ed evitare costi aggiuntivi per gli operatori ed i consumatori;
- gli aspetti operativi che guideranno la riforma hanno carattere prioritario per gli operatori impattati, per cui si richiede la messa a disposizione dei tracciati record e delle specifiche informatiche definitive al più tardi al 31/03/2022, nonché in parallelo di ambienti di test realistici e significativi. Se tale scadenza non fosse rispettata, si riterrebbe indispensabile dilazionare gli interventi.

Auspichiamo ad ogni modo una riflessione più approfondita riguardo l’avvio a regime della riforma, a valle delle opportune valutazioni che saranno effettuate nel corso della fase di sperimentazione appena avviata e degli ulteriori correttivi che saranno auspicabilmente apportati alla disciplina del settlement gas in esito ai tavoli di confronto con AU e come di seguito descritti.

Nel merito degli aspetti implementativi della riforma dei conferimenti, ci riserviamo di esprimerci in maniera puntuale nell’ambito della consultazione 502/2021/R/gas.

SETTLEMENT. È noto che il fenomeno dei prelievi anomali a valle delle aggregazioni dei dati di misura ha causato svariate problematiche in fase di determinazione delle allocazioni nel nuovo regime di settlement, a partire dalle prime sessioni di bilanciamento del 2020, ragione per cui, con la delibera 222/2020/R/gas, l’Autorità è intervenuta a disciplinare, nell’ambito delle attività ordinarie del SII, la comunicazione alle Imprese di Distribuzione (ID), agli Utenti della Distribuzione (UdD) e agli Utenti del Bilanciamento (UdB) delle anomalie rilevate, ai fini della loro correzione.

Nell'ottica di dirimere analoghe problematiche anche in sessione di aggiustamento, in continuità con le sessioni di bilanciamento, è stata avviata la gestione dei processi per l'individuazione e correzione degli scostamenti generati da prelievi palesemente anomali, rispetto ai dati di misura/stimati di input, attraverso apposita procedura (ex delibera 3/2021/R/gas).

Ci preme rimarcare, tuttavia, che le procedure di rettifica dei dati di prelievo ad oggi in essere rappresentano soluzioni ancora una volta transitorie per consentire la rettifica ex post, parziale e a titolo oneroso, dei volumi errati, oltretutto senza garantire la correzione strutturale alle diverse anomalie ad oggi riscontrate con l'avvio del nuovo regime di settlement. A titolo di esempio, nei casi di mancato riscontro da parte delle ID ai fini dell'attestazione della correttezza dei nuovi dati di prelievo, non viene contemplata alcuna procedura di default e la rettifica del dato di consumo è considerata inammissibile. Nonostante l'impegno profuso da parte degli operatori per far fronte alle anomalie nei dati di prelievo, ricadrebbero su UdB (e UdD) oneri aggiuntivi a seguito del mancato riscontro sui dati da parte di soggetti terzi, responsabili del dato di misura, con i quali l'UdB oltretutto non ha alcun rapporto diretto, con riferimento a tali dati.

Alla luce di tali premesse, condividiamo l'obiettivo di ARERA di definire un sistema di maggiore responsabilizzazione delle imprese di distribuzione rispetto al delta in-out, nonché perfezionare i meccanismi del Responsabile del Bilanciamento per la previsione dei prelievi degli impianti di distribuzione, per l'approvvigionamento del delta in-out e dei relativi sistemi di incentivazione, sulla scorta delle iniziative già intraprese negli ultimi mesi. Non solo, riteniamo necessario completare l'intervento definendo un quadro certo e funzionale per la regolazione del settlement.

Soluzioni efficaci per la gestione di tali criticità dovrebbero avere un impatto minimo, anche dal punto di vista operativo e gestionale e dovrebbero essere accompagnate da interventi strutturali, attraverso la responsabilizzazione dei veri soggetti preposti, che riportino le anomalie a livelli fisiologici, considerata la numerosità di punti coinvolti e l'entità dei volumi da correggere. A nostro avviso, la responsabilità della Data Quality nell'attuale assetto non può non ricadere sulle imprese di distribuzione e su Acquirente Unico (AU), in virtù del ruolo centrale assunto con la riforma. A questo scopo sarebbero necessari interventi sul SII che rendano pienamente ed efficacemente fruibili le informazioni di lettura, nonché i passaggi di calcolo che hanno determinato il consumo attribuito a ciascun PdR. La visibilità di queste informazioni risulta fondamentale, oltre che per le ID e gli UdD, anche per gli UdB, che - non avendo in nessun modo accesso alle letture - sono del tutto impossibilitati ad effettuare controlli strutturati, limitandosi conseguentemente ad evidenziare gli errori macroscopici.

Per dare concretezza alle responsabilità assegnate nel processo di Data Quality riteniamo sia inoltre opportuno definire meccanismi incentivanti (di tipo “bonus/malus”) al fine di promuovere maggiore accuratezza e tempestività nella trasmissione dei dati di prelievo, prevedendo delle forme di penalizzazione in caso di trasmissione di dati di misura non corretti e indennizzi automatici proporzionati al danno economico generato a livello di sistema per la comunicazione di dati anomali da parte dei soggetti che concorrono alla determinazione dei volumi ai fini di bilanciamento ed aggiustamento. In questo modo, AU e le ID verrebbero responsabilizzati sulla qualità dei dati di consuntivo, con meccanismi di penalità che incidano in modo significativo sulle attività regolate per cui questi soggetti sono già remunerati. In dettaglio, la modalità di calcolo del meccanismo potrebbe consistere nella determinazione:

- a) dello scostamento tra volume allocato da AU/ID e volume fatturato dall’UdD ai propri clienti; oppure:
- b) dell’entità dei volumi giornalieri/mensili che l’UdB è tenuto ad “autodichiarare” in sede di rettifica dei bilanci allo scopo di evitare di vedersi attribuire evidenti anomalie nei dati di bilanciamento/aggiustamento.

Altri temi che vorremmo segnalare sempre in tema settlement sono elencati di seguito:

- L’UdB è il soggetto responsabile di mantenere bilanciato il sistema assicurando l’equilibrio giornaliero della propria posizione, in linea con i dettami del *Balancing Network Code*. Nel rispetto di tale ruolo, va ricordato che l’UdB non ha a disposizione i dati fondamentali di cui invece dispongono altri attori (per trasporto e distribuzione), informazioni che assumono rilevanza soprattutto con riferimento ai nuovi clienti entrati nel portafoglio. Sarebbe utile a tal scopo che fossero rese disponibili all’UdB le serie storiche per i nuovi clienti in fase di *switch-in* e le teleletture dei grandi clienti su rete di distribuzione (clienti con trattamento di tipo G e M). Nel caso di attivazione di servizi aggiuntivi, resi dal distributore su base volontaria, di messa a disposizione degli UdB delle teleletture dei grandi clienti, ci preme sottolineare l’importanza di definire tariffe *cost-reflective* e vincolate ad adeguati livelli di servizio da parte dell’impresa di distribuzione.
- In considerazione della grande aleatorietà ed incertezza dell’applicazione del nuovo sistema di allocazione delle partite di gas agli UdB, riteniamo necessario non contabilizzare i corrispettivi di scostamento della capacità di trasporto ai *city gate* a carico degli UdB medesimi a partire dall’applicazione del nuovo sistema. Inoltre, richiediamo che, con riferimento al periodo

gennaio–settembre 2020, eventuali incrementi di consumo derivanti da conguagli non vengano considerati nel calcolo delle penali per supero di capacità di trasporto in uscita dalla rete nazionale.

- Riteniamo infine molto importante definire standard di servizio per il servizio commerciale svolto da AU: a titolo di esempio, si potrebbe definire uno standard per il servizio clienti con tempi predefiniti di risposta alle segnalazioni di chiarimenti/anomalie.

GARANZIE. Con riferimento all'intervento ai fini dell'adeguamento della disciplina delle garanzie per il settore del gas naturale prospettato nel Quadro Strategico, auspichiamo che questo possa tradursi nell'introduzione di appropriate forme di mitigazione per alleggerire il carico dell'esposizione in capo agli operatori ed evitare inutili rischi per il sistema, specie se si dovesse confermare il *trend* rialzista dei prezzi.

Di seguito, si riportano inoltre alcune proposte di modifica/integrazione del sistema delle garanzie nell'ottica di ridurre i casi di insolvenza:

- il gas in stoccaggio dovrebbe poter essere interamente valorizzato ai fini delle garanzie da fornire al Responsabile di Bilanciamento a copertura dell'esposizione;
- i cicli di settlement andrebbero ridotti (tenuto conto che oggi le esposizioni rimangono aperte per almeno 2 mesi): a tal fine, si potrebbe procedere attraverso la fatturazione in acconto (su richiesta dell'UdB) delle partite passive afferenti i disequilibri determinati, in modo da evitare anche un temporaneo aumento delle garanzie a carico dell'UdB;
- si potrebbero introdurre meccanismi di mitigazione dell'esposizione generata dalla incertezza dei disequilibri provvisori, stimati sulla base dei dati del settlement (per es. riproporzionando i disequilibri in acquisto con un fattore k corrispondente al massimo errore di stima nei 12 mesi precedenti, se $k < 1$);
- il GNL delle navi pronte alla scarica e il GNL già stoccato nel terminale di rigassificazione, ma non ancora processato, dovrebbe poter essere interamente valorizzato ai fini delle garanzie da fornire al Responsabile di Bilanciamento, indipendentemente da eventuali ritardi o modifiche di profilo dell'immissione in rete da parte del terminale;
- con riferimento alla verifica della regolarità dei pagamenti, si riterrebbe opportuno rivedere le modalità di verifica da parte di SNAM (che consistono in sostanza nel computo dei ritardi dei pagamenti in fattura degli ultimi dodici mesi) in modo da non penalizzare gli operatori che "storicamente" sono stati classificati come "buoni" pagatori dimostrando ampia affidabilità;

- infine, sarebbe opportuna una rivisitazione della modalità di calcolo delle esposizioni per gli operatori con contratti di lungo termine e che hanno un *track record* storico di flussi regolari, ossia un rapporto adeguato tra gas nominato agli *entry point* e gas effettivamente consegnato.

DISCIPLINA UNBUNDLING. Nel processo che dovrà condurre il sistema gas verso una progressiva decarbonizzazione dei consumi raccomandiamo che ARERA, con particolare riferimento alle nuove attività nel settore energetico che emergeranno o si consolideranno nella transizione, vigili affinché siano rispettati i principi della disciplina *Unbundling* relativi alla separazione delle attività infrastrutturali da quelle di commercializzazione dei nuovi vettori energetici (biogas, biometano, GNL, bio-GNL, idrogeno, gas sintetici, etc.).

STOCCAGGIO GAS. In relazione agli stoccaggi gas, accogliamo con favore la sensibilità del Regolatore nei confronti dell'importante ruolo che essi svolgono, sia come risorsa per il mercato che come indispensabile strumento di sicurezza del sistema, che le recenti dinamiche dei prezzi nel mercato europeo del gas hanno riportato all'attenzione. A tale proposito, auspichiamo che l'approccio ROSS che sarà implementato nei prossimi anni, ed in generale i provvedimenti tariffari specifici, dovranno garantire un adeguato livello di remunerazione, per garantire adeguate disponibilità di tale risorsa e livelli di qualità del servizio sempre più elevati, e che, al contempo, assicurino un *level playing field* tra SSO in un servizio infrastrutturale sempre più concorrenziale.

Inoltre, in un'ottica di regolazione *output-based*, dovrà essere chiaro e definito ex-ante il meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese, per la verifica della coerenza tra il livello delle prestazioni di stoccaggio attese e il livello delle prestazioni effettivamente rese in esito alla realizzazione degli investimenti previsti, con l'obiettivo di garantire la necessaria coerenza tra il livello di servizio effettivamente reso e il livello di remunerazione riconosciuta.

Con riferimento agli interventi ipotizzati in materia di revisione della regolazione delle risorse per la sicurezza del sistema ci preme sottolineare l'esigenza che, con riferimento alla disciplina dello Stoccaggio strategico, vengano previste regole di accesso e di reintegro del gas che salvaguardino la neutralità delle imprese di stoccaggio rispetto agli effetti economici derivanti dall'eventuale utilizzo della riserva strategica, anche come misura di solidarietà per gli altri Stati Membri UE.

APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO SARDEGNA. Nell'ambito dei provvedimenti richiesti all'Autorità in attuazione di atti legislativi, ci preme segnalare che, in relazione a quelli inerenti l'approvvigionamento energetico della regione Sardegna di cui al DL Semplificazioni 76/2020, non espressamente citati nel QS, riteniamo essenziale che la regolazione della "*Virtual Pipeline*" non

introduca distorsioni in mercati diversi da quelli afferenti ai servizi regolati da ARERA, come ad esempio quelli del trasporto sostenibile (terrestre e marittimo). Tali distorsioni, dal nostro punto di vista, sarebbero inevitabili qualora i volumi trasportati dalle bettoline operate dal TSO non siano destinati esclusivamente agli utilizzi regolati ma trovino estensione, anche indirettamente una volta rigassificati, anche ad altri impieghi non regolati e quindi non rientranti nella “tariffa” della Virtual Pipeline (ci riferiamo, ad esempio, al caso in cui le bettoline del TSO vengano “charterizzate” anche ad altri soggetti per operazioni sul mercato GNL).

Auspichiamo, infine, che l’Autorità proceda celermente nello sviluppo delle Garanzie d’Origine per l’idrogeno, rappresentando esse un elemento fondamentale sulla cui base gli operatori potranno sviluppare i propri piani di investimento.

B. Mercati retail competitivi, partecipati e affidabili

OS.23 Promuovere un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati retail

Si condivide l’impostazione di un processo di modifica graduale delle tempistiche di switching, che condurrà infine alla sua realizzazione in 24 ore dalla richiesta, così come previsto dalla norma europea. Si auspica un ampio coinvolgimento degli operatori di mercato nel disegno di questo processo, così come nella revisione degli altri processi commerciali del SII che l’accompagneranno, così da tenere in debito conto tutti gli aspetti operativi che ne conseguiranno e lasciare un tempo sufficiente agli operatori per adeguarsi.

Appreziamo inoltre la volontà dell’Autorità di approfondire, con analisi dedicate, le strategie di offerta dei principali operatori, anche al fine di identificare la persistenza di vantaggi legati all’uso del marchio storico e intraprendere eventuali azioni regolatorie volte a mitigarli. Riteniamo che questo sia un aspetto di fondamentale importanza in vista della cessazione della tutela di prezzo e auspichiamo che, qualora il regolatore identificasse ostacoli alla creazione di un level playing field, intervenga.

Con riferimento alle analisi che l’Autorità intende eseguire sui livelli e sulle cause sottostanti ai differenziali di prezzo tra mercato libero e tutelato, crediamo sia opportuno ribadire nuovamente quanto già evidenziato in altre occasioni, ovvero che un semplice confronto tra la media dei prezzi registrati sui due mercati in un dato momento temporale non sia esemplificativo delle reali differenze tra i due segmenti. Questo considerando, in primis, il fatto che l’offerta tutelata è

caratterizzata da una struttura di prezzo variabile e al divieto di offerta di servizi aggiuntivi, mentre sul mercato libero sono disponibili proposte commerciali anche molto diverse in termini di pricing, così come di servizi offerti. Ne consegue, ad esempio, che un confronto tra prezzo di maggior tutela e offerte a prezzo fisso dipende fortemente dal momento in cui esso avviene, così come ad un prezzo medio più elevato possono associarsi altri vantaggi e/o servizi il cui valore per il consumatore finale è superiore rispetto al costo sostenuto. Questi aspetti, uniti alla possibilità per il consumatore di accedere all'apposito strumento di comparazione regolato per identificare le offerte più convenienti rispetto alle proprie esigenze (Portale Offerte), rendono a nostro avviso poco significative le analisi condotte da ARERA.

OS.24 Garantire la concorrenza e la tutela dei clienti vulnerabili

Edison ritiene non più ulteriormente posticipabile il completamento della rimozione delle tutele di prezzo per microimprese e clienti domestici, per il quale sia gli operatori del mercato sia i consumatori finali necessitano di un percorso chiaro e che consenta di raggiungere l'obiettivo di un assetto di mercato meno concentrato. A tal riguardo, auspichiamo che le modalità con cui l'Autorità intenderà gestire questo processo, pur prendendo il via dal disegno regolatorio utilizzato per l'assegnazione del Servizio a Tutele Graduali per le piccole imprese, siano modificate e migliorate in esito ad un'attenta valutazione di quanto in quella sede non ha funzionato correttamente.

Tra gli aspetti meritevoli di revisione, anche al fine di rendere le procedure competitive per l'assegnazione del Servizio attrattive per gli operatori, vi è senza dubbio la possibilità per i soggetti aggiudicatari di mantenere il cliente in fornitura una volta terminato un primo periodo transitorio di servizio. Questa fornitura a regime potrebbe essere erogata con un contratto PLACET, perciò del tutto regolato se non nel livello di prezzo, ricordando che comunque in qualsiasi momento il cliente ha il diritto di optare per una qualsiasi offerta sul mercato libero. In una siffatta configurazione, a differenza di quanto avvenuto per le piccole imprese, l'aggiudicazione del servizio avverrebbe mediante offerte a sconto rispetto all'ultimo prezzo di tutela, che sarebbe comunque il prezzo pagato dal cliente finale per la durata del servizio transitorio, così generando una rendita d'asta utilizzabile - ad esempio - per ridurre gli oneri di sistema per i clienti del mercato libero, ad ulteriore incentivo per l'attivazione dei clienti inerti. Un disegno di questo tipo, associato all'introduzione di un *floor* esplicito, avrebbe anche il beneficio di mantenere in capo ai clienti inerti un certo incentivo ad attivarsi, così favorendo un loro consapevole ingresso sul mercato, in linea con lo spirito originale

della norma, a differenza di quanto avvenuto per il Servizio a Tutele Graduali in cui, in virtù degli esiti dell'asta, l'inerzia dei consumatori oggetto del procedimento è stata sostanzialmente premiata.

Altro aspetto fondamentale da migliorare nelle future procedure competitive riguarda la qualità e la quantità delle informazioni che verranno fornite ai partecipanti e che dovranno consentire loro di poter conoscere esattamente, e senza asimmetrie informative rispetto agli attuali esercenti la maggior tutela, il profilo creditizio e di consumo dei clienti oggetto delle procedure.

OS.25 Minimizzare i rischi per il sistema energetico

Si condivide la volontà di intervenire sulla disciplina contrattuale dei nuovi soggetti che si affacciano lungo la filiera per minimizzare il rischio di loro eventuali comportamenti scorretti sull'intero sistema.

In merito agli oneri generali di sistema, riteniamo che ogni revisione dell'attuale meccanismo di esazione per ottemperare a quanto previsto dalla norma debba essere attentamente valutata anche nei suoi aspetti tecnico-operativi. Pur guardando con favore, in linea di principio, all'attribuzione ad un soggetto terzo del ruolo di esazione di queste partite, occorrerà accertarsi che le modalità con le quali ciò verrà realizzato non introducano complicazioni e costi gestionali eccessivi per i soggetti coinvolti ed in particolare per le società di vendita, che già nel tempo sono state impropriamente gravate del rischio connesso alla morosità relativa a queste voci della fattura.

Più in generale, sul tema degli oneri di sistema, riteniamo di assoluta importanza che ogni riflessione circa una loro possibile fiscalizzazione e quindi fuoriuscita dalla bolletta elettrica – come recentemente proposta anche dalla stessa Autorità in diverse sedi istituzionali - sia accompagnata da un parallelo ripensamento dei meccanismi di incentivazione per gli investimenti di efficientamento energetico, che rivestono un ruolo chiave per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e che proprio sull'esenzione dagli oneri generali di sistema fondano la propria sostenibilità economica.

C. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture nella transizione energetica

OS.28 Accompagnare gli sviluppi infrastrutturali necessari per i gas rinnovabili

Con riferimento alla regolazione innovativa derivabile dalla sperimentazione dei progetti pilota auspichiamo che il provvedimento che sarà emanato in esito alle recenti consultazioni (DCO 39/2020 e 250/2021) sugli utilizzi innovati delle reti gas per favorire l'integrazione nel mercato dei gas rinnovabili contenga già da subito regole chiare relativamente alle Cabine «bi-direzionali» in termini di riconoscimento dei costi (capex e opex) per i gestori di rete. Ciò per dare rapido impulso allo sviluppo di installazioni che riteniamo essenziali per abilitare le reti, in particolare quelle di distribuzione del gas o comunque caratterizzate da bassi prelievi a valle, per una più ampia diffusione dei gas per la transizione energetica (biometano, GNL, bioGNL, etc., classificati come "alternativi" nella Direttiva "DAFI") e che, al tempo stesso, permettono di implementare in maniera cost-effective soluzioni che riducano le emissioni in atmosfera di gas climalteranti.

OS.29 Sviluppare iniziative regolatorie a supporto dell'elettrificazione dei consumi

Si apprezzano le iniziative che l'Autorità intende intraprendere per favorire la partecipazione delle infrastrutture di ricarica a progetti pilota V2G e si auspica un pieno coinvolgimento di tutti gli operatori interessati nella definizione del quadro regolatorio a supporto. Inoltre, si auspica che ARERA definisca quanto prima precise misure tariffarie, in attuazione di quanto previsto dal decreto di recepimento della Direttiva RED II, sia per la ricarica pubblica in bassa tensione che per quella in media tensione.