

Onorevole

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente**

**Presidente Besseghini
Collegio ARERA**

Piazza Cavour 5
20121 Milano

Roma, lì 29 novembre 2021

**Oggetto: Osservazioni IGAS al DCO 465/2021/A “Quadro Strategico 2022-2025 dell’Autorità di
Regolazione per Energia Reti e Ambiente”**

IGAS provvede a trasmettere in allegato le osservazioni di carattere generale e puntuale al documento di consultazione di cui in oggetto

Si rimane a disposizione per eventuali chiarimenti

Con il massimo riguardo

Il Direttore Generale

(Giuseppe Venditti)

Allegato

Osservazioni al Documento di consultazione 465/2021/A - Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Osservazioni generali

Il sistema energetico sta vivendo su scala mondiale un momento storico senza precedenti. L'emergenza da Covid-19 ha prodotto impatti inattesi sul ciclo economico mondiale, anche accelerando il processo di transizione ecologica, già caratterizzato da ambiziosi obiettivi di medio-lungo periodo, e contribuendo a fenomeni di significativa volatilità dei prezzi quale quello che stiamo vivendo negli ultimi mesi.

In tale contesto si ritiene ragionevole che l'Autorità nell'ambito dei *target* e obiettivi strategici di lungo periodo che sono stati recentemente determinati in sede internazionale e italiana indirizzi la propria azione in modo da garantire che la transizione verso la neutralità climatica sia effettuata in maniera efficiente ed efficace. Preme sottolineare che nell'ambito di questo complesso e lungo processo sarà fondamentale adottare un approccio sistemico, con una visione generale e complessiva di quello che sarà lo sviluppo dei vettori energetici e delle relative infrastrutture, sempre secondo un principio di neutralità tecnologica.

Come da più parti sottolineato, da ultimo in un intervento pubblico anche dal Capo di Gabinetto della Commissaria UE all'Energia Kadri Simson (Stefano Grassi), il ruolo del gas sarà essenziale per il raggiungimento degli obiettivi climatici. Ne è ulteriore conferma di questo riconoscimento il fatto nel Quadro strategico 2022-25 il gas e le relative infrastrutture rivestano un ruolo più ampio rispetto allo stesso documento relativo al periodo 2019-21. Il gas, infatti, non solo è una risorsa che può contribuire al percorso per il raggiungimento della neutralità climatica in maniera efficiente ma, in vista delle sue prospettive evolutive, sarà parte dell'economia decarbonizzata. In aggiunta a ciò, il gas è caratterizzato da un'importante versatilità negli usi finali, oltre a essere il combustibile tradizionale più "pulito" e a permette di assicurare la sicurezza delle forniture.

Il processo di decarbonizzazione poggerà in modo rilevante, ma non esclusivo, su un forte incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Sotto questo profilo, i pompaggi, ma soprattutto la generazione termoelettrica a gas, efficiente e flessibile, potranno svolgere un importante ruolo di supporto allo sviluppo delle nuove forme di produzione elettrica.

Un ulteriore elemento che non può non essere dimenticato è la potenzialità dell'infrastruttura gas in ottica di *sector coupling* e *sector integration* tra la filiera elettrica, ma non solo¹, e quella del gas.

¹ Particolarmente interessanti le interazioni con il settore dei rifiuti, delle biomasse e del trattamento acque

Tale infrastruttura, infatti, può essere impiegata come un utile strumento di accumulo delle energie rinnovabili non programmabili (quali, ad esempio, l'energia elettrica trasformata in gas e/o idrogeno tramite il processo di *power-to-hydrogen* o il processo di *power-to-gas*) qualora quella energia non sia consumabile immediatamente o trasportabile oppure il suo stoccaggio nelle batterie non sia tecnicamente e/o economicamente fattibile. Infatti, nel contesto energetico italiano, le infrastrutture elettriche e gas (tramite un *repurposing* di queste ultime, affinché possano trasportare e distribuire gas rinnovabili) possono non solo coesistere ma, se pianificate in maniera opportunamente coordinata, trarre mutuo beneficio. In Italia, infatti, vi è una forte complementarità tra quelli che sono i consumi gas, che raggiungono i picchi nel periodo invernale in corrispondenza del massimo fabbisogno termico dell'anno, e la produzione da fonti rinnovabili (in particolare il fotovoltaico) che raggiunge il suo picco nei mesi estivi. Pertanto, le infrastrutture del gas possono accompagnare le FER nel loro sviluppo garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti (anche grazie agli stoccaggi di gas) e la dovuta resilienza del sistema. Un approccio che considera il sistema gas come *backup* è ancor più essenziale se si considerano gli eventi meteorologici eccezionali e le calamità naturali che sempre più spesso mettono alla prova i sistemi energetici e rendono evidente la necessità di disporre di fonti energetiche tra loro alternative per la produzione di energia elettrica e per gli usi termici in modo da evitare eventuali *default* infrastrutturali.

In aggiunta a questi elementi, occorre evidenziare anche la funzionalità che un sistema gas pienamente integrato e interfunzionale potrà garantire tramite il rilancio delle produzioni di *green gas* immesse nelle reti di distribuzione a monte sulla rete di trasporto, collegata a sua volta con gli impianti di stoccaggio nazionali, per consumare o stoccare tale gas anche a maggiore distanza rispetto al luogo di sua produzione. Tutto ciò si ritiene debba essere opportunamente considerato, come già indicato, alla luce del contesto italiano, caratterizzato da un grado di sviluppo, capillarità ed efficienza delle infrastrutture gas idoneo a garantire, anche in maniera più agevole rispetto ad altri Paesi, lo sviluppo delle predette funzionalità evolutive. Infrastrutture gas che, per tali ragioni, andrebbero pienamente sfruttate e mantenute, ovunque risultino idonee ed economicamente efficienti per provvedere ai fabbisogni energetici, e il cui eventuale ulteriore sviluppo o estensione andrebbe opportunamente valutato e pianificato in una logica sistemica di analisi costi-benefici. Parallelamente, quindi, risulterà fondamentale che i futuri investimenti rispondano ad un criterio di efficienza allocativa e realizzativa.

In ambito **Mercato Retail** si 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. È 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'appropriata 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** preme evidenziare i possibili impatti derivanti su queste attività dalla prospettata fiscalizzazione degli **Oneri Generali di Sistema**, che rappresenta un passo importante per restituire nelle bollette dei consumatori finali un segnale di prezzo corretto e non distorto dalla presenza di componenti non direttamente connesse alle dinamiche di consumo. Questo percorso, se intrapreso, dovrà necessariamente essere accompagnato dall'introduzione di altre misure di supporto (ad 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*.

Infine, si vuole esprimere apprezzamento per l'approccio lungimirante sinora adottato dal Governo e dall'Autorità che, in una situazione come quella attuale nella quale è comprensibile l'esigenza da parte delle Istituzioni di prevedere interventi calmieratori dei prezzi a tutela del consumatore finale, 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. In ogni caso, 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.

Di seguito si riportano le osservazioni puntuali in merito a specifici spunti di consultazione contenuti nel DCO.

* * *

Osservazioni di carattere puntuale

OS.1 e OS.2

Si ritiene ragionevole che l'ARERA, anche attraverso apposite campagne informative da essa promosse, favorisca l'informazione dei consumatori in modo da renderli più consapevoli delle scelte di consumo. L'informazione dovrebbe essere, tra le altre finalità, indirizzata a permettere una maggiore comprensione e distinzione dei differenti servizi offerti dagli operatori del sistema energetico e ad effettuare un confronto tra le *performance* rese dagli stessi.

Si condividono altresì i fini generali dell'obiettivo OS.2. Nello specifico, si accoglie favorevolmente l'intendimento dell'Autorità di perfezionare il meccanismo di erogazione automatica dei bonus sociali che richiederà un costante coordinamento tra gli operatori del settore, il Sistema Informativo Integrato (SII) e la stessa ARERA. È inoltre condivisibile l'attenzione posta alla tutela dei consumatori colpiti da eventi eccezionali: a tal fine sarebbe opportuno che l'Autorità sviluppasse dei meccanismi di tipo *standard* per efficientare e rendere più tempestive le azioni degli operatori coinvolti.

Necessita 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. Dal momento 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, eventuali ulteriori modifiche dovrebbero essere attentamente valutate in base ad un'analisi costi-benefici.

Con riferimento alla regolazione delle nuove configurazioni di autoconsumo emergenti dalla riforma del mercato, quali ad esempio le comunità energetiche, è fondamentale che esse mantengano 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.

OS4., OS5 e OS.6

Come già indicato in risposta ad altri DCO, si esprime un totale sostegno all'opportunità di promuovere gli utilizzi innovativi delle infrastrutture gas, anche in ottica di integrazione e convergenza di tutti i comparti energetici. Infatti, se nel breve-medio periodo il gas rivestirà un ruolo centrale nel processo di transizione verso un'economia decarbonizzata, nel lungo periodo la capillarità e flessibilità di un'infrastruttura riconvertita al trasporto e alla distribuzione di gas rinnovabili, permetteranno al vettore gassoso di essere ancora una componente essenziale del mix energetico. Per queste ragioni si reputano opportune le iniziative di incentivo all'innovazione che l'Autorità vorrà sviluppare per favorire l'individuazione delle soluzioni e tecnologie più adeguate e performanti.

Il ricorso alle “*regulatory sandbox*” e ai progetti pilota non dovrebbe essere precluso a nessun tipo di operatore, sia esso regolato o di mercato. In questo senso, l'Autorità dovrebbe garantire anche ai soggetti infrastrutturali la facoltà di condurre sperimentazioni e/o test per la produzione di gas rinnovabili e/o sintetici da immettere in rete, vincolando tali attività al rispetto di determinati *caveat* e disponendo deroghe regolatorie specifiche ma transitorie anche con riferimento alla disciplina dell'*unbundling*, al fine di non ostacolare e/o ritardare eventuali processi innovativi, in considerazione del fatto che lo svolgimento di tali attività sarebbe limitato in termini di perimetro e tempistiche.

Con riferimento al solo OS.4, in cui si illustra la possibilità di aggiornare il TIUC a fronte degli sviluppi della normativa europea relativa ai gas rinnovabili, si ritiene che l'evoluzione della regolazione potrebbe opportunamente facilitare la ricomprensione all'interno dei Conti Annuali Separati (CAS) dei costi derivanti dalle attività innovative/sperimentali (come quelli relativi all'immissione di *green gas* nelle infrastrutture) in modo da tenere distinta evidenza di costi e ricavi connessi con lo sviluppo dei nuovi vettori energetici ed incentivare gli operatori a sviluppare iniziative innovative in tal senso.

OS.7 e OS.8

Si ritiene opportuna e necessaria la collaborazione di ARERA in ambito internazionale ed europeo al fine di contribuire agli sviluppi della normativa e regolazione UE ed extra-UE, con importanti impatti sul sistema nazionale. Risulta infatti necessario che la regolazione si sviluppi secondo il sopracitato principio di neutralità tecnologica e che l'Autorità metta a disposizione le proprie competenze e il proprio *know-how* al fine di sviluppare nuove regole, codici e linee guida riguardo all'immissione di gas rinnovabili e/o a basso contenuto di carbonio in rete in modo che le infrastrutture gas possano veicarli in tutta Europa attraverso un *set* di regole condivise.

OS.9 e OS.10

Con l'obiettivo di individuare meccanismi di valutazione ed eventuale correzione delle misure regolatorie adottate, si ritiene condivisibile che l'Autorità, in una logica di trasparenza e

semplificazione amministrativa, incrementi gli strumenti in suo possesso volti alla Valutazione dell'Impatto della Regolazione (VIR) sia *ex-ante* che *ex-post*.

Mantenendo un approccio di trasparenza nei confronti degli operatori, si ritiene utile che l'Autorità, con riferimento all'evoluzione delle procedure di verifica e della *compliance* regolatoria, effettui un'integrazione al Regolamento sanzioni di cui alla deliberazione [243/2012/E/com](#)² per fornire maggiori informazioni in merito alla metodologia con cui quantifica le ammende e commisura il costo degli impegni alle violazioni esaminate.

OS.22

Come richiamato nelle osservazioni di carattere generale, il gas continuerà ancora per molti anni a ricoprire un ruolo importante nell'*energy mix*, anche cambiando la propria composizione interna e facendo spazio a forme "altre" rispetto al gas naturale, quali gas rinnovabili ed idrogeno.

Questo processo evolutivo, così come il processo di transizione energetica più in generale, potrebbe essere accompagnato in, alcuni frangenti, da 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 integrato**. Il GNL, in assenza di contratti dedicati a fornire un determinato mercato, si sposta laddove i segnali di prezzo sono più elevati, per esempio in Asia. 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 fare ciascuno la propria parte. Immaginare, per esempio, che i TSO 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, è una misura distorsiva del buon funzionamento del mercato e controproducente in quanto di fatto segnala ai soggetti esportatori che il sistema Italia può incrementare i prezzi di acquisto.

I "**Midstreamer**" che negli anni hanno garantito la sicurezza degli approvvigionamenti, sottoscrivendo contratti di lungo termine ed assumendo impegni e rischi molto importanti e particolarmente rilevanti nel contesto attuale, devono poter continuare ad operare in una cornice regolatoria abilitante. La regolazione deve 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.

² <http://lalbertyni.aeeg.www--sandbox.virtual.aeegnet.energia.it/it/docs/12/243-12.htm>

Estremamente penalizzante nei confronti del “*Midstreamer*” risulta poi la proposta recentemente delineata da ARERA (DCO 379/21/R/gas) 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.

Essi si troverebbero, infatti, 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 oltreché 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.

Se ne propone, quindi, un radicale ripensamento.

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 dell'approccio rispetto a quanto espresso nel sopraccitato documento di consultazione, 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.

Circa la recente approvazione delle regole **dell'Open Season di ALNG**, finalizzata ad assegnare la capacità di rigassificazione fino al 2046, anche in questa sede preme osservare come l'attuale design favorisca, di fatto, l'allocazione della capacità nelle mani di un unico soggetto. Tale approccio non lo reputiamo condivisibile, in quanto non ci pare assicuri il funzionamento dei fondamentali di mercato, mentre dovrebbe, al contrario, valorizzare forme di approvvigionamento di lungo periodo sempre più flessibili.

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 Quadro Strategico 2022-2025, 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).

Con riferimento agli interventi ipotizzati in materia di revisione della regolazione delle risorse per la sicurezza del sistema, anche in coordinamento con gli altri Regolatori europei, 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.

Riguardo all'intenzione di ARERA di giungere al completamento della riforma del servizio di bilanciamento, si evidenzia la necessità che gli sviluppi della regolazione e i conseguenti interventi permettano agli operatori di avere il tempo per aggiornare i propri sistemi informatici e siano

dunque programmati con opportune tempistiche e adeguatamente condivisi con le imprese interessate.

Inoltre, con riferimento alla **gestione dei flussi informativi**, per quanto si comprenda la necessità di avere una certa uniformità tra il settore elettrico e gas, si sottolinea in ogni caso che il settore gas presenta aspetti e procedure del tutto peculiari (come, ad esempio, il processo di *settlement*) che devono essere necessariamente tenute in conto in caso si voglia programmare la centralizzazione dei processi presso il SII. In tal senso, risulta necessario adottare un approccio organico e ordinato per garantire agli operatori di dismettere o riconvertire i propri sistemi, evitando o limitando il più possibile modifiche non programmate all'*iter* di centralizzazione dei processi, poiché queste obbligherebbero le imprese a recuperare parte dell'operatività gestionale già dismessa, duplicando attività ed oneri gestionali.

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 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 (CApdr), 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 da parte del SII 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 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 incertezza³.

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 Acquirente Unico (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

³ Nel completare la riforma dei conferimenti, occorre dunque considerare i seguenti aspetti:

- gli Utenti del Bilanciamento 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.

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*, pur sottolineando la complessità e molteplicità dei fattori che costituiscono il fenomeno in questione e che rendono necessario un approccio per gradi nell'implementazione del meccanismo di responsabilizzazione. Si ritiene necessario, infatti, che il modello che verrà adottato sia basato su elementi che l'impresa di distribuzione sia realisticamente in grado di gestire/governare, senza prevedere azioni che trascendano ruoli, competenze e facoltà del soggetto regolato. Nello sviluppo di tale meccanismo di responsabilizzazione, sarebbe opportuno anche tenere conto dei diversi meccanismi di penalizzazione che già oggi sono previsti dalla regolazione e/o che a breve saranno introdotti dall'ARERA con riferimento al complesso delle attività che ruotano attorno all'attività di misura, che sia essa la misura al PdR della distribuzione, al punto di consegna della rete di trasporto, nonché i conguagli derivanti da nuove misure. I sopracitati meccanismi dovranno essere opportunamente concordati in modo da non generare duplicazioni delle penali per i medesimi aspetti.

Per osservazioni di maggior dettaglio si rimanda alla risposta IGAS al DCO 357/2021/R/gas.

Inoltre, necessario 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 opportuno completare l'intervento definendo un quadro certo e funzionale per la regolazione del *settlement*.

Sarebbero inoltre 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 le ID, in particolare, affinché possano svolgere un'efficace azione di verifica e rettifica degli eventuali dati che a valle delle aggregazioni da parte del SII possono risultare incoerenti, sarebbe necessario introdurre strumenti che consentano una maggiore "navigabilità" dei dati oggetto delle procedure di bilanciamento e aggiustamento, permettendo in maniera agevole di passare da quelli aggregati a quelli di dettaglio sottostanti per PdR, rendendo gestibile l'individuazione dei singoli PdR caratterizzati da potenziali situazioni di prelievo anomalo a loro attribuito in esito ai calcoli del SII.

Altri temi relativi al settlement sono stati (o stanno per essere) segnalati nell'ambito dello specifico Tavolo di lavoro coordinato da AU⁴.

Garanzie per il Bilanciamento

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

-
- ⁴ 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 da parte del SII 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 commisurate al livello di servizio reso da parte delle imprese di distribuzione.
 - In considerazione della grande aleatorietà ed incertezza dell'applicazione del nuovo sistema di allocazione delle partite di gas agli UdB, è stato proposto di 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, 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.
 - Infine, è 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.

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 del Responsabile del Bilanciamento (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.

Garanzie di Origine per l'Idrogeno

Con riferimento allo sviluppo di un sistema di **Garanzie di Origine (GO) per l'idrogeno**, si ritiene che possa essere un'utile modalità di sostegno all'emergente mercato e funzionale ad un'auspicabile applicazione flessibile e/o progressiva del principio di addizionalità. Tuttavia, occorre evitare possibili "fughe in avanti" rispetto al *framework* che è in corso di definizione in sede europea, per impedire che si creino eventuali incompatibilità tra i sistemi di emissione e scambio delle GO previsti nei diversi Paesi dell'Unione.

OS.23, OS.24 e OS.25

Riguardo all'OS.23 si ritiene che l'eventuale revisione dello *switching*, così come di altri processi commerciali gestiti in maniera centralizzata dal SII, debba essere effettuato tramite una chiara programmazione e tempistiche condivise con gli operatori in modo che essi possano adeguare i propri sistemi informatici dopo opportune fasi di *test*.

Si apprezza 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 auspiciamo che, qualora il regolatore identificasse ostacoli alla creazione di un *level playing field*, intervenga.

Sempre riferimento all'obiettivo OS.23, si ritiene che il funzionamento efficiente e partecipato dei mercati *retail* dipenda anche dal completamento e consolidamento del sistema di smart metering del gas.

Si ritiene che l'evoluzione della regolazione in questo ambito debba considerare le importanti differenze tra lo *smart meter* gas e quello elettrico, sia a livello di maturità tecnologica che di impostazione strutturale della telemisura. Pertanto, la regolazione dovrà svilupparsi in maniera graduale, sia per l'applicazione degli *standard* previsti a regime nel settore gas che per la verifica in esercizio dell'effettiva vita utile in campo degli *smart meter* e, inoltre, prevedendo forme di riconoscimento dei costi residui per i contatori elettronici installati nella 1a fase di *roll-out* e sostituiti anticipatamente per problemi connessi all'incompleta maturità tecnologica. Infine, con riferimento ai possibili problemi di trasmissione dati da parte degli *smart meter* gas (riconducibili anche a fattori e fenomeni non del tutto governabili dalle ID) rivestiranno grande importanza le iniziative di collaborazione tra l'ARERA, l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM) e il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

Venendo all'OS.24, riteniamo che la rimozione delle tutele di prezzo per micro-imprese e clienti domestici non sia ormai più procrastinabile. A tal riguardo, auspiciamo 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.

Inoltre, in merito all'OS.25, si accoglie favorevolmente l'intenzione di ARERA di voler adeguare la disciplina delle garanzie per il settore del gas naturale e si ritiene opportuno che la stessa adotti misure volte a evitare eventuali comportamenti opportunistici in relazione alle garanzie che gli Utenti della Distribuzione forniscono alle imprese della distribuzione.

Infine, sul tema degli oneri di sistema, ribadiamo quando già illustrato nelle considerazioni di apertura, ovvero che ogni riflessione circa una loro possibile fiscalizzazione e quindi fuoriuscita dalla bolletta elettrica sia accompagnata dall'introduzione di altre misure di supporto agli investimenti di efficientamento energetico (ad 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*. Tali investimenti rivestono infatti un ruolo chiave per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e proprio sull'esenzione dagli oneri generali di sistema fondano la propria sostenibilità economica.

OS26

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*** di tale servizio, 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.

OS.27, OS.28 e OS.29

Si reputa essenziale, al fine di assicurare un percorso di transizione energetica sostenibile sia dal punto di vista ambientale che dal punto di vista economico, che lo sviluppo delle infrastrutture debba avvenire in maniera selettiva ed efficiente, privilegiando l'efficienza allocativa e quella realizzativa. In tal senso si condivide l'adozione di misure regolatorie che vanno in questa direzione, come ad esempio la metodologia dei costi *standard*.

Lo sviluppo infrastrutturale dovrà poi essere portato avanti secondo una logica di integrazione tra settori adottando una visione di insieme dell'intero sistema energetico. In questo senso, una possibile applicazione del predetto principio potrebbe consistere nella possibilità di introdurre opportune forme di coordinamento nel rilascio delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione di gas ed elettricità, che risulterebbero pienamente coerenti con gli obiettivi di progressiva decarbonizzazione del sistema energetico del Paese. Tale possibilità viene peraltro già citata dall'ARERA nel presente DCO nella premessa della sezione C (cfr. pag.45).

Riguardo all'OS.28 data la centralità del ruolo del gas nell'ambito della transizione energetica, si reputa utile che ARERA supporti con adeguati meccanismi incentivanti i *test* e le sperimentazioni che gli operatori proporranno al fine di far evolvere l'attuale infrastruttura verso utilizzi innovativi. A tale proposito, auspichiamo che il provvedimento che sarà emanato in esito alle recenti consultazioni (DCO 39/2020/R/gas e 250/2021/R/gas) 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», anche in termini di riconoscimento dei costi (*capex* e *opex*) per i gestori di rete. Ciò per dare rapido impulso allo sviluppo di tale tipologia di installazioni che riteniamo essenziali per abilitare le reti, in particolare quelle di distribuzione del gas o comunque caratterizzate da bassi prelievi a valle, ad una più ampia ricezione e 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 possono anche contribuire a ridurre le emissioni in atmosfera di gas climalteranti.

In materia di definizione di criteri per la valorizzazione economica delle reti gas esistenti nella prospettiva di decarbonizzazione del settore gas, si rimane in attesa di quelli che saranno gli orientamenti e le azioni che l'Autorità vorrà intraprendere anche con riferimento alla distinzione

illustrata nel Quadro Strategico 2022-2025 tra scelte di nuovi investimenti e manutenzioni straordinarie.

Nella prospettiva che il gas ricopra ancora un ruolo rilevante in futuro, si ritiene che sia importante adottare opportune misure per la valorizzazione delle reti esistenti. In particolare, si nutre particolare interesse circa le modalità secondo cui saranno attuate le preannunciate le linee di azione relative al *“trattamento delle reti completamente ammortizzate”* e il *“rinnovo delle reti di distribuzione”* ed il *trade off* tra scelte di nuovi investimenti e manutenzioni straordinarie, cui viene fatto riferimento, si presume, per favorire quanto più l'efficienza allocativa degli investimenti.

Riguardo all'opportunità di introdurre incentivi da assegnare ai gestori di rete per la riduzione delle emissioni di metano in atmosfera, si comprendono i presupposti e gli obiettivi di tale intervento in relazione alla dimensione del fenomeno e dei suoi rilevanti impatti ambientali. Tuttavia, nello sviluppare un simile meccanismo si dovrà tenere in considerazione la necessità di contemperare i costi e i benefici di una tale misura regolatoria. Anche tenuto conto che il fenomeno delle dispersioni di metano in atmosfera riguarda anche e maggiormente segmenti a monte nella filiera (ad es. estrazione e/o trattamento di petrolio e gas naturale).

Con riferimento, infine, all'OS.29 si ritiene che, in logica di neutralità tecnologica, l'elettrificazione dei consumi debba rientrare nel novero delle possibili alternative per decarbonizzare il sistema energetico, da esaminare - come tutte le altre - in una logica costi-benefici e sulla base dell'effettiva capacità dell'infrastruttura elettrica di soddisfare la domanda energetica con i relativi picchi stagionali. Infine, pur consci che l'intervento sulle colonne montanti nel settore elettrico si basa su presupposti differenti (focalizzandosi per lo più sull'ammodernamento della colonna montante vetusta e, solo in maniera residuale, sull'eventuale centralizzazione dei misuratori in un luogo accessibile all'ID), si reputa opportuno valutare, anche per il settore del gas, la possibilità di un intervento per stimolare lo spostamento del punto di riconsegna in posizione accessibile all'ID.