



PROXIGAS

AUDIZIONI ARERA 2022

**“CRISI ENERGIA: prospettive
e proposte settoriali”**

**Osservazioni e proposte
PROXIGAS**

1 dicembre 2022

Contesto

L'eccezionalità della situazione attuale e la portata storica dei cambiamenti che hanno coinvolto nell'ultimo anno il settore energetico impone una riflessione più ampia, recuperando una visione del sistema energetico che riconosca alle infrastrutture gas il ruolo strategico, anche prospettico, che rivestono nel garantire la sicurezza delle forniture e promuovendone uno sviluppo abilitante la diversificazione, l'efficientamento e, complessivamente, la competitività delle fonti di approvvigionamento per il sistema energetico nazionale.

Alla luce di quello che oggi stiamo vivendo resta il rammarico per un dibattito energetico che negli ultimi anni è stato troppo spesso polarizzato, un dibattito che molto spesso si è concentrato solo su alcuni aspetti, più in logica di esclusività che di complementarità e sinergia delle diverse soluzioni. Occorre prendere atto delle fragilità che questa crisi ha evidenziato: fragilità del sistema energetico nazionale ma anche europeo. Sono stati commessi degli errori di valutazione focalizzando le politiche energetiche solo sulla sostenibilità ambientale, dando per scontata la garanzia di poter sempre disporre di risorse energetiche in abbondanza e a prezzi competitivi, anche senza investimenti a supporto. Parimenti è stata sottovalutata la complessità dell'attuazione del percorso di transizione energetica così come era stato disegnato, trascurando la variabilità e le incertezze sulle relative tempistiche attuative che non ci siamo preparati a gestire.

Da questa complicata esperienza è necessario derivare una nuova consapevolezza e lavorare per rendere il sistema energetico più resiliente rispetto ad un contesto globalmente interconnesso, con dinamiche evolutive di difficoltosa previsione, rispetto ad un percorso di transizione energetica che vedrà alternarsi fasi di accelerazione e di arresto e rispetto ad un processo di evoluzione tecnologica che, nel tempo, potrà rendere alcune soluzioni più performanti e sostenibili di altre.

È quindi indispensabile considerare la diversificazione e la complementarità delle soluzioni come valori essenziali e strategici per il Paese: diversificazione delle fonti di approvvigionamento, dei vettori di trasmissione e delle tecnologie, valorizzando il loro impiego in una logica sinergica. Diversificare per garantire la sicurezza e la continuità delle forniture, la stabilità e la competitività dei prezzi, l'efficienza e la qualità dei servizi energetici. Diversificare che significa sfruttare, in modo complementare e coordinato, tutte le tecnologie e le risorse già oggi disponibili e prossime ai mercati di riferimento per conseguire, in tempi brevi, esternalità positive sul piano ambientale. Diversificare anche in termini di apertura e valorizzazione delle idee e delle tecnologie che verranno, confidando nel futuro e nel progresso.

Riconoscere quindi la pluralità tecnologica come fattore chiave per garantire la sicurezza e la resilienza del sistema energetico nazionale, perseguendo la sostenibilità ambientale. In questo contesto va comunque riconosciuto al gas il ruolo di fonte e vettore essenziale per sostenere e rendere attuabile il percorso di transizione energetica.

Pertanto sarà necessario realizzare nuove infrastrutture gas, accettando e gestendo anche una ridondanza delle stesse necessaria a poter disporre di adeguate flessibilità e adeguati margini di sicurezza, riconsiderando quindi il concetto di "used and useful" in relazione alle logiche di contendibilità dei mercati ormai globalizzati dell'energia e alle esigenze di stabilizzazione dei prezzi.

Per questo, valorizzando l'esperienza maturata, occorre adottare tempestivamente le misure necessarie per trarre il prossimo anno termico e quelli a seguire, con una visione di medio-lungo termine che possa assicurare il raggiungimento degli obiettivi attesi.

È importante che nell'immediato futuro la regolazione si sviluppi con il duplice obiettivo di:

- **valorizzare la flessibilità delle infrastrutture del sistema gas italiano** usando con efficacia ed efficienza le risorse di cui disponiamo a sostegno della sicurezza degli approvvigionamenti; in particolare, quest'inverno occorre garantire una campagna di erogazione di gas da stoccaggio quanto più efficace ed efficiente nonché avviare da subito riflessioni sulla prossima campagna di iniezione, individuando con anticipo le misure da implementare;
- **consentire agli operatori infrastrutturali e commerciali di intraprendere con urgenza gli interventi necessari a ripristinare quanto prima una situazione di equilibrio e sicurezza del sistema anche ricercando una maggiore diversificazione degli approvvigionamenti**; il ruolo fondamentale ricoperto nel mercato energetico da parte delle infrastrutture gas è emerso in modo molto evidente negli ultimi mesi. Tali infrastrutture servono oggi e serviranno in futuro: il quadro regolatorio dovrà fornire visibilità, stabilità e certezza, per affrontare i temi di sicurezza e il percorso di transizione. In tale ambito, si segnala l'importanza che l'evoluzione dei criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas indirizzi e accompagni adeguatamente le scelte degli operatori regolati. Allo stesso modo sarà necessario mettere in condizione gli operatori di assumersi impegni e finalizzare contratti di importazione di lungo termine.

La necessità di garantire la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, le prospettive legate alla diffusione di biometano, idrogeno e altri gas rinnovabili, nonché l'importanza di garantire un sistema energetico flessibile, bilanciato e resiliente sono solo alcuni dei fattori chiave sottesi alla necessità di investire nelle infrastrutture gas di accesso a risorse competitive e/o prossime al mercato energetico nazionale, in un approccio alla decarbonizzazione che sfrutti in modo coordinato tutte le risorse e gli asset esistenti e pianificati anche a livello comunitario garantendo competitività e accessibilità sociale.

Filiera wholesale

Nell'attuale contesto, tutti i principali importatori di gas si sono attivati sin dai mesi scorsi per diversificare le proprie forniture tanto nel breve termine quanto nel medio-lungo termine, in modo da diminuire la dipendenza dalla fonte russa nel medio-lungo termine e da mitigare gli effetti di riduzioni/tagli delle forniture russe nel breve termine.

Tuttavia, l'incertezza relativa alla effettiva disponibilità dei volumi di fonte russa, aggravata dalle incertezze sulle decisioni a livello Europeo e dall'enorme fabbisogno finanziario necessario a soddisfare le esigenze di garanzie per il sistema, hanno costituito un serio ostacolo alla contrattualizzazione su base annuale del mercato a valle (resellers o industriali).

Questo anno termico 2022-2023 e soprattutto questo inverno, stante la crisi geopolitica in atto, saranno caratterizzati da **maggiori rischi di approvvigionamento gas per il nostro Paese** quali:

- o sull'approvvigionamento dalla Russia grava il rischio di una riduzione dei flussi o del loro completo azzeramento;
- o anche le altre fonti di approvvigionamento, che dovrebbero garantire volumi molto elevati, possono presentare dei rischi di fornitura nell'attuale difficile contesto geo-politico e climatico;
- o sugli extra volumi su base spot, il rischio di un inverno rigido nei Paesi di esportazione potrebbe limitare la possibilità di rendere disponibili volumi aggiuntivi, al fine di soddisfare la domanda locale;
- o sulla capacità di trasporto internazionale dei volumi importati il rischio è che nei Paesi di transito le Autorità locali, in caso di carenza di gas a livello Europa, possano utilizzare la capacità di trasporto per approvvigionare il gas resosi indisponibile dalle tratte normalmente utilizzate, anche se detta capacità di trasporto è nella titolarità di soggetti privati (es. Svizzera).

Inoltre, i livelli attuali di prezzo del gas fanno sì che gli operatori siano soggetti a maggiori rischi nella gestione dell'attività di approvvigionamento e vendita: credito controparte, capitale circolante, marginazione/capitale immobilizzato, oneri di sbilanciamento e valore delle garanzie.

In particolare, il contesto regolatorio relativo al funzionamento del mercato di bilanciamento dovrà essere rivisto e aggiornato con l'introduzione dei prezzi di attivazione delle misure non di mercato previste dal Piano di Emergenza Nazionale.

A tal proposito, abbiamo recentemente partecipato alla consultazione relativa alle modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi di gas naturale ai sensi del decreto 21 ottobre 2022 del MiTE e rimaniamo in attesa del provvedimento definitivo, che speriamo accolga le osservazioni che abbiamo trasmesso.

In particolare, si valuta positivamente l'approccio del soprarichiamato decreto sull'interrompibilità tecnica dei prelievi, che prevede di tener conto dei contributi dei due settori energetici (gas/elettrico): occorre promuovere un approccio integrato, ottimizzandone le sinergie come azioni e valutando i riflessi economici degli interventi, a livello di collettività, per minimizzare l'impatto economico e sociale su famiglie e imprese (es. distacchi di carico/interrompibilità gas). Al contempo, è importante che le modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica, attualmente in corso di definizione, non generino né trasferiscano impropriamente rischi ed oneri in capo ai fornitori / utenti del bilanciamento.

Flessibilità delle infrastrutture del gas naturale

Una maggiore valorizzazione delle flessibilità delle infrastrutture del gas naturale promuoverebbe la stabilizzazione del sistema e della sicurezza e competitività degli approvvigionamenti.

Con riferimento allo **stoccaggio**, si evidenzia l'opportunità che l'assetto normativo-regolatorio promuova **l'introduzione di modalità di accesso ed utilizzo dello**

stoccaggio maggiormente flessibili, già a partire dalla fase di erogazione in corso e dalla prossima fase di iniezione, che, in particolare, consentano agli utenti di mantenere/ripristinare il gas in stoccaggio anche durante la fase di prevalente erogazione e che aumentino le finestre temporali per l'effettuazione delle aste di capacità nonché i prodotti offerti.

In particolare, sarebbe utile che gli Utenti potessero iniettare gas in stoccaggio anche in periodi di prevalente erogazione, eventualmente in controflusso, con incremento delle prestazioni di erogazione nel restante periodo invernale, come in parte già offerto dall'impresa maggiore di stoccaggio.

Inoltre, andrebbe valutata l'integrazione delle attuali modalità e tempistiche di conferimento delle capacità di stoccaggio con ulteriori finestre temporali di prenotazione della capacità, prevedendo: i) sessioni di conferimento anticipate rispetto alle tempistiche praticate negli ultimi anni (subordinate alle disposizioni di emanazione ministeriale), che consentano una migliore gestione del portafoglio e una migliore diversificazione del rischio e quindi di valorizzazione della risorsa; ii) sessioni di conferimento addizionali/straordinarie, da svolgersi anche nel periodo invernale, per il conferimento di capacità relative all'anno di stoccaggio in corso che risultino non conferite e ancora "riempibili" anche grazie a nuovi meccanismi di iniezione in controflusso.

Parallelamente, sarebbe auspicabile un *fine tuning* dei meccanismi esistenti, nell'ottica di una massimizzazione della flessibilità di accesso e di utilizzo della risorsa e della sicurezza del sistema, e l'introduzione di nuovi strumenti.

A tal proposito, a favore della sicurezza degli approvvigionamenti e per preservare prudenzialmente quanto più a lungo possibile adeguati livelli di stoccaggio e la prestazione di punta di erogazione, si suggerisce di confermare anche per il prossimo anno termico dello stoccaggio il meccanismo di allocazione implicita (a tariffa nulla ed eventualmente introducendo un premio a favore) per la giacenza residua a fine campagna di iniezione dei volumi non erogati, riconoscendo il beneficio che tale giacenza apporta al sistema. Tale misura costituirebbe un incentivo per mantenere gas in giacenza nel corso del periodo invernale.

Al contempo, sarà importante continuare a preservare modalità di conferimento delle capacità di stoccaggio che contemperino da un lato le esigenze di copertura dei ricavi riconosciuti per l'attività di stoccaggio e dall'altro il contesto di mercato, consentendo una valorizzazione economica adeguata che non disincentivi i potenziali utenti ma salvaguardi l'attrattività del servizio.

Infine, si suggerisce l'introduzione di soluzioni che permettano agli utenti dello stoccaggio di ridurre gli oneri finanziari correlati all'immobilizzazione del gas in stoccaggio, senza impattarne la gestione operativa. Ad esempio, come già previsto in altri Paesi, potrebbe essere riconosciuta allo shipper facoltà di cedere la proprietà del gas stoccato e il relativo contratto ad un soggetto terzo (banca/istituto finanziario), che si farebbe carico dei costi verso l'impresa di stoccaggio, lasciando in capo allo shipper la gestione operativa del servizio.

In generale, si ritiene essenziale la definizione tempestiva del contesto normativo-regolatorio relativo all'anno di stoccaggio in corso e al prossimo, posto che non è possibile escludere che anche l'anno prossimo saranno necessarie le misure straordinarie adottate quest'anno per promuovere e garantire il riempimento degli

stoccaggi. Beneficiando dell'esperienza maturata, si evidenzia come una pronta individuazione e implementazione degli interventi, in trasparenza, sia essenziale per ridurre l'incertezza a cui sono esposti gli operatori, a beneficio di tutto il mercato.

Con riferimento al **servizio di rigassificazione del Gnl e di accesso alle infrastrutture di importazione e loro potenziamenti**, in vista dell'avvio in operatività delle due nuove FSRU, si evidenzia la necessità che i criteri di assegnazione delle relative capacità siano definiti in modo coerente con gli obiettivi che hanno spinto il Governo e il Parlamento a sostenere gli sviluppi infrastrutturali di tali nuovi impianti FSRU e di importazione. In particolare, si stanno approfondendo delle riflessioni in merito, che sarà nostra premura trasmettervi quanto prima.

Con riferimento al **servizio di trasporto**, nel primo trimestre del 2023 verranno adottati dall'Autorità i criteri tariffari per il sesto periodo regolatorio, che si auspica perseguano fattivamente gli obiettivi di uso efficiente delle infrastrutture, di allocazione dei costi agli effettivi beneficiari e di prevedibilità dell'evoluzione tariffaria, agevolando la realizzazione di nuove infrastrutture di importazione per la diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento. Ciò presuppone criteri tariffari che evitino livelli eccessivi ed eccessive differenze tra le tariffe agli entry points (che potrebbero comportare impatti negativi su alcune direttrici di importazione e conseguenti distorsioni nei flussi e nel *merit-order* economico delle fonti) e tali da garantire per quanto possibile che i vari utilizzatori sostengano costi coerenti con i benefici ad essi apportati, evitando effetti distorsivi.

In merito alle modalità di accesso, si valuta positivamente la proposta di introdurre prodotti di capacità infra-annuali in corrispondenza dei punti di riconsegna direttamente allacciati alla rete di trasporto; per supportare le attività di negoziazione e contrattualizzazione di forniture a clienti grossisti e finali, è infatti necessario perseguire un'allocazione sostenibile dei rischi e dell'esposizione economica e finanziaria dei vari soggetti lungo la filiera.

Per quanto riguarda, poi, la **disciplina del bilanciamento del sistema** gas, questa sarà oggetto di integrazione a seguito dell'individuazione dei prezzi di attivazione delle misure non di mercato previste dal Piano di Emergenza Nazionale.

A tal proposito, si evidenzia l'opportunità che la valorizzazione dei prezzi di attivazione delle misure non di mercato sia elaborata da Arera in modo molto oculato tenendo conto delle dinamiche che si potrebbero ingenerare di conseguenza sui mercati a livello europeo (data l'incertezza degli approvvigionamenti) ed evitando di penalizzare in termini di prezzo di sbilanciamento gli operatori che, pur impegnandosi a importare gas nel sistema, potrebbero subire delle underdelivery via pipe e/o modifiche del send-out dei terminali di rigassificazione imputabili a cause esterne al loro controllo, come quelle di forza maggiore.

Occorre che qualunque misura - di emergenza come anche di mercato - ivi comprese le misure del servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali, tenga debitamente in conto degli impatti di tali underdelivery sia via pipe che modifiche del send-out sugli operatori e sul sistema i quali dovrebbero essere tenuti indenni da rischi di sbilanciamento per cause non direttamente imputabili a loro.

Transizione energetica

Proxigas ha da sempre accolto con favore gli orientamenti dell’Autorità volti a favorire lo sviluppo e l’integrazione dei gas rinnovabili quali biometano, idrogeno e i gas sintetici. Una maggiore disponibilità di tali gas è urgente, anche per rafforzare la sicurezza energetica e favorire la diversificazione degli approvvigionamenti.

Il biometano riveste un ruolo strategico e dunque occorre rivedere in chiave prospettica la regolazione tecnica, per permettere al sistema gas di anticipare i cambiamenti strutturali attesi a medio termine ed evitare che si generino ritardi ed inefficienze nelle connessioni alle reti del gas.

Come già evidenziato nell’ambito della consultazione relativa all’aggiornamento delle direttive per la connessione degli impianti di produzione di biometano, la regolazione dovrebbe promuovere scelte efficienti dei **produttori nell’organizzazione e localizzazione degli impianti di produzione tramite l’aggregazione di impianti** e la realizzazione di impianti di produzione di adeguate dimensioni (anche in comune tra più soggetti). Una volta approfondite e risolte le complessità tecniche correlate alla condivisione dello stesso punto di connessione alla rete da parte di più produttori, tali configurazioni consentirebbero da un lato di raggiungere opportune economie di scala, minimizzando il costo complessivo per il sistema, dall’altro di accelerare lo sviluppo della capacità necessaria al raggiungimento dei target.

Inoltre, sempre al fine di incrementare la diffusione e valorizzazione del biometano, si ritiene necessario che venga ridotto il carico gravante sul produttore, **rivedendo radicalmente la ripartizione del costo per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas attualmente prevista** (nel caso delle reti di distribuzione del gas naturale, 80% a carico del produttore e 20% a carico del sistema) **e/o valutando l’introduzione di un importo da dedurre al contributo posto in capo al produttore per la connessione degli impianti**. Occorrerà contemperare le esigenze di ottimizzazione dei costi con la certezza delle misure in immissione, per favorire l’integrazione in rete dei volumi prodotti, favorendo sia una ordinata gestione dei flussi energetici per gli shipper che una corretta gestione degli incentivi.

Al contempo, sarà opportuno tener anche conto delle valutazioni di natura sia economica che tecnico-gestionale che emergeranno in esito ai progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas esistenti condotte ai sensi della delibera 404/2022/R/gas quali **le c.d. cabine Bi-REMI** (che permettono di realizzare il *reverse flow* tra reti di distribuzione e trasporto) consentendo di superare i possibili limiti di immissione nella rete di distribuzione derivanti da una capacità di assorbimento, rispetto alla portata producibile, vincolata alle dinamiche di prelievo dell’utenza (industriale e/o civile) che insiste sulle reti.

In generale, con riferimento a **tutte le infrastrutture gas**, si ritiene indispensabile che il Regolatore, per quanto di propria competenza, prosegua ed intensifichi il percorso delineato nel proprio quadro strategico 2020-2025 adottato ad inizio anno, relativamente ad una visione integrata dello sviluppo delle infrastrutture energetiche nel loro complesso (gas ed elettriche), ponendo ad esempio attenzione al processo *“di rinnovo delle concessioni, non solo per quanto riguarda le gare delle concessioni del servizio di distribuzione gas ma anche per le gare, previste dal decreto legislativo*

16 marzo 1999, n. 79 a partire dal 2025, delle nuove concessioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica" (cfr. Obiettivo Strategico C dell'Area Energia), da inquadrare in un'ottica d'insieme del sistema energetico.

Una simile visione d'insieme del sistema energetico, si ritiene infatti indispensabile non solo per un percorso di transizione energetica sostenibile ed efficiente, ma anche per garantire una maggiore resilienza e solidità del sistema energetico nazionale nel suo complesso.

Si coglie infine l'occasione per segnalare la **necessità di considerare adeguatamente le tempistiche per la presentazione all'Autorità delle istanze di ammissione alle sperimentazioni di cui alla delibera 404/2022**. In particolare, attualmente è previsto che gli operatori sottopongano le istanze nell'intervallo temporale compreso tra il mese di novembre 2022 e febbraio. Tuttavia, ad oggi gli operatori non dispongono del formato, né dei contenuti minimi delle istanze di ammissione. né del format del piano economico-finanziario (indicazioni che dovrebbero fornire con provvedimenti che si auspica possano essere adottati in modo completo quanto prima, comunque entro la fine del 2022).

Filiera retail

Equilibrio economico-finanziario degli operatori

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

In linea generale, **vanno garantiti termini di pagamenti tempestivi per la liquidazione dei crediti a favore degli operatori della filiera**, in particolare **con riferimento alle partite** individuate dalle Istituzioni per mitigare gli effetti degli aumenti dei prezzi all'ingrosso sui clienti finali di piccole dimensioni – **bonus, componenti integrative dei bonus e sotto componente negativa UG2c**. Su questo tema specifico trasmetteremo delle osservazioni anche prima della scadenza della consultazione di cui al DCO 571/2022.

Vanno inoltre sottolineate le difficoltà che gli operatori riscontrano **nell'accesso agli strumenti finanziari e assicurativi offerti dalle società del gruppo SACE** a supporto degli operatori italiani della filiera gas ai sensi della normativa vigente, a causa dei timori del sistema bancario rispetto alla resilienza delle aziende del sistema energetico.

La notevole esposizione finanziaria a cui sono sottoposti gli operatori risulta inoltre aggravata dalle **misure introdotte dal Governo in materia di rateizzazione**. Si auspica che l'Autorità possa segnalare alle Istituzioni l'esigenza di preservare equilibrio economico-finanziario degli operatori messo a rischio dalle diverse misure approvate, in vista di un possibile peggioramento dell'inverno e della morosità dei clienti finali.

Con riferimento all'articolo 3 del DL Aiuti bis, si evidenzia come a nostro avviso l'interpretazione di questa norma possa mettere in gravissima difficoltà gli operatori e compromettere significativamente le potenzialità del mercato libero.

Relativamente alle misure emergenziali che il Governo sta ponendo in essere, è necessario che queste trovino copertura finanziaria attraverso meccanismi di reperimento fondi che siano equi e non discriminatori. Nei mesi scorsi, nella prima fase emergenziale di questa crisi geopolitica ed energetica, il Governo italiano ha introdotto una misura, il contributo solidaristico straordinario, condivisibile nelle finalità – ovvero nella tassazione di eventuali extraprofitti maturati dalle aziende - ma non nelle modalità implementative. Le dichiarazioni IVA, infatti, risultano essere uno strumento assolutamente inadeguato ad intercettare i reali profitti delle aziende. È quindi indispensabile che già a valere sull'anno 2022, il meccanismo introdotto sia corretto - o meglio sostituito - con metodologie di calcolo in grado di riflettere la reale redditività delle aziende.

Sempre con riferimento al tema dell'equilibrio economico e finanziario degli operatori della filiera, si rileva la **necessità che tutti i meccanismi regolatori tariffari e quelli di reintegro/compensazione siano puntuali, per non generare oneri economici e finanziari non gestibili in questo contesto, prevedendo il riconoscimento del reale tasso d'inflazione che si sta realizzando.**

Infine, si esprime una generale preoccupazione circa la possibile proliferazione di iniziative di carattere locale volte a calmierare le bollette dei cittadini con modalità non standardizzate e geograficamente non uniformi. Si tratta, infatti, di provvedimenti che - se pur pienamente condivisibili negli intenti – possono introdurre significative alterazioni dell'assetto dei rapporti tra i soggetti attivi sulla filiera energetica, sovrapponendosi al complesso di prescrizioni regolatorie già vigenti in materia di regolazione della vendita di energia al mercato finale e di emanazione centrale, novandolo solo limitatamente ad una porzione del territorio nazionale. La gestione di queste difformità comporterebbe per gli operatori maggiori incertezze e inutili oneri aggiuntivi che andrebbero a gravare sul consumatore finale, con effetti in definitiva controproducenti.

In generale, sarebbe a nostro avviso opportuno avviare un Tavolo di coordinamento, che coinvolga tutti i soggetti istituzionali necessari per addivenire a soluzioni concertate ed efficaci, nonché indirizzare le iniziative di sostegno per i consumatori al di fuori della bolletta, rivolgendosi ai segmenti della popolazione esposti alle maggiori difficoltà.

Settlement

Si segnala la necessità di interventi di risoluzione di problematiche relative al processo del **Settlement gas**, oggetto di riforma negli ultimi anni, al fine di garantire agli operatori del settore una maggiore qualità dei dati settled e tempistiche certe di liquidazione delle partite sottese.

Una delle maggiori criticità riscontrate dagli operatori del settore riguarda il ritardo con cui vengono liquidate le partite economiche delle sessioni di aggiustamento. Questo sta generando significativi e insostenibili impatti sull'equilibrio economico e finanziario degli operatori, in particolare nell'attuale contesto storico in cui le aziende sono già strette in una morsa di crisi di liquidità.

Tutto ciò premesso, si segnalano una serie di interventi, sia di carattere urgente che di carattere strutturale, da adottare con riferimento alla disciplina del Settlement gas, al fine di garantire l'equilibrio economico e finanziario delle società di vendita e la complessiva sostenibilità operativa dei processi.

Quali linee di intervento urgente, si suggerisce:

- **l'introduzione di opportune misure finalizzate a riconoscere un'immediata compensazione economica per tutti i soggetti della filiera (in particolare UdB e UdD) per sterilizzare le sovra-allocazioni dei prelievi generate da un calcolo effettuato sulla base dei CA_{PdR} e dei profili di prelievo, che inevitabilmente non riflettono gli effetti, sulle dinamiche di consumo dei clienti finali, di quanto stabilito dalle recenti disposizioni ministeriali in materia di riduzione dei consumi per il riscaldamento nel settore civile;**
- **l'inversione delle sessioni di aggiustamento annuale e pluriennale, prioritizzando lo svolgimento della sessione di aggiustamento annuale e accorciando quanto più possibile i tempi di pagamento delle partite economiche di aggiustamento.**

A seguito dell'implementazione dei criteri di sterilizzazione delle anomalie introdotti da Arera con la delibera n. 555/2022/R/gas, quale linea di intervento strutturale, tenuto conto dell'entrata in vigore dal 1° aprile 2023 della delibera 269/2022 che prevede che gli Smart Meter (SM) G4/G6 siano letti mensilmente senza dettaglio giornaliero, si dovrà prevedere l'estensione del trattamento Mensile (M) ai fini del Settlement - in luogo dell'attuale trattamento (Y) - anche agli SM di classe G4/G6. Ciò consentirebbe di massimizzare l'utilizzo delle letture effettive e, conseguentemente, di ridurre possibili sovra-allocazioni che attualmente si verificano, in particolare, a causa di differenziali tra i volumi di gas allocati nell'ambito delle sessioni di bilanciamento in forza del meccanismo di stima dei prelievi attribuibili ai PdR con trattamento annuale (Y) e i volumi effettivamente consumati, come riscontrabile sulla base delle letture effettive di tali clienti.

A tal fine, è necessario, però, che il passaggio, da definire con congruo anticipo e da accompagnare alla revisione di alcune regole nei meccanismi del Sistema Informativo Integrato (SII) al fine di semplificare il calcolo e soprattutto risolvere le "anomalie" ancora oggi presenti nel calcolo ordinario del bilancio mensile, sia successivo alla preliminare acquisizione di dati storici di consumo al fine di consentire all'UdB di disporre di dati sufficienti per la gestione del proprio portafoglio, minimizzando la loro esposizione agli oneri di sbilanciamento.

In ultimo, è da sottolineare come la gestione dei processi di settlement sia ancora lontana dall'aver raggiunto un grado di maturità tale da fornire certezza e la massima affidabilità degli output, che talvolta non risultano aderenti alla realtà. Pertanto, si richiede all'Autorità, ogni qualvolta ritenesse di misurare le performance degli operatori coinvolti, di tenere in debita considerazione tale circostanza che, se non considerata, rischierebbe di causare oneri ingiustificati a discapito di tutti gli operatori coinvolti.

Fine tutela

È stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18 novembre il [Decreto-Legge 18 novembre 2022, n. 176](#) "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica", il cosiddetto "DL Aiuti quater".

Posto che il provvedimento, entrato in vigore dal 19 novembre, dispone tra le altre cose il posticipo al 10 gennaio 2024 della rimozione del servizio di tutela di prezzo del gas naturale, si ritiene opportuno che i prossimi 12 mesi siano utilizzati per dar corso con adeguato anticipo agli adempimenti funzionali al graduale passaggio sul mercato libero dei clienti finali serviti in tutela.

In questo senso, concordiamo con la previsione di un percorso di superamento del servizio di tutela gas quale quello previsto dal DCO 494/2022/R/gas che lascia al cliente, opportunamente informato, la possibilità di scegliere l'offerta e il venditore con cui contrattualizzarsi, valorizzandone quindi la scelta consapevole.

Con riferimento all'individuazione dei clienti vulnerabili come identificati dal decreto-legge 9 agosto 2022, n. 115, come convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142 (il cosiddetto Decreto Aiuti bis), si ritiene d'altra parte opportuno che l'Autorità adotti tempestivamente soluzioni che minimizzino la complessità gestionale dei processi a carico degli esercenti l'attività di vendita, sfruttando gli strumenti a disposizione.

Come già espresso nell'ambito della consultazione di cui al DCO 494/2022/R/gas, non condividiamo che le attività di identificazione e aggiornamento dei clienti vulnerabili, la loro mappatura e la successiva gestione, ricadano sui venditori attraverso la gestione di comunicazioni reiterate e di autocertificazioni.

Per il corretto e ordinato funzionamento del sistema, ritiene necessario che l'individuazione dei requisiti che identificano il cliente come vulnerabile si basino su informazioni verificate e mappate a sistema dal SII, tanto più che alcune di queste sono già presenti nell'anagrafica del SII e altre possono essere acquisite sfruttando appieno le sue potenzialità e valorizzandone il ruolo.

Revisione dei Servizi di Ultima Istanza (SUI)

Le mutate e straordinarie condizioni di mercato stanno portando ad un significativo incremento delle attivazioni delle forniture in ultima istanza, in particolare nel Servizio FUI.

A nostro avviso la disciplina vigente dei SUI, istituita a garanzia della continuità di fornitura per il cliente e dell'equilibrio del sistema e pensata per gestire un numero residuale di casi, non è più compatibile con l'attuale situazione che trasferisce i problemi e i rischi del mercato del gas in particolare sull'esercente del FUI.

A tutela dell'equilibrio economico-finanziario dei FUI e del buon funzionamento del sistema, si dovrebbe intervenire quanto prima prevedendo

- una copertura a favore dei FUI almeno della parte incrementale di morosità rispetto a quella ragionevolmente prevedibile al momento della valorizzazione del parametro di gara;
- modalità tempestive di reintegro dei suddetti oneri, per contenere gli elevati rischi finanziari sopportati da FUI nell'attuale contesto;

- riduzione dei tempi di attivazione del FdD qualora un cliente risulti moroso in FUI (dopo il primo tentativo di distacco da parte del DSO non andato a buon fine);
- monitoraggio dell'evoluzione delle attivazioni delle forniture nei servizi di ultima istanza, al fine di valutare ulteriori interventi alla disciplina dei SUI, in particolare con riferimento alle condizioni di mercato e al prezzo di sbilanciamento, che potrebbe assumere livelli insostenibili, così come con riferimento al possibile esaurimento dei volumi per cui gli assegnatari dei servizi si sono resi disponibili, per le eventuali conseguenti soluzioni del caso.