

**Quadro strategico 2019-2021  
dell'Autorità di regolazione  
per energia reti e ambiente**

**DCO 139/2019/A**

**OSSERVAZIONI DI ANIGAS**

**15 maggio 2019**

## ELEMENTI DI CONTESTO

In relazione al contesto energetico all'interno del quale va inquadrata l'attività di ARERA per i prossimi anni, quindi anche oltre lo specifico triennio in esame, riteniamo, innanzitutto, sia opportuno confermare quella che sarà la centralità del gas nel sistema energetico italiano, indispensabile per garantire un percorso di transizione energetica che sia economicamente, ambientalmente e socialmente sostenibile.

Il gas è infatti la fonte fossile meno inquinante e certamente la più flessibile, caratteristiche che la rendono essenziale per supportare, in maniera efficace, lo sviluppo delle fonti rinnovabili garantendo nella generazione elettrica la continuità e la sicurezza dell'approvvigionamento e compensando l'intermittenza e la non programmabilità delle rinnovabili.

Anche rispetto agli usi finali è ragionevole ipotizzare che, almeno nel breve termine, il gas resti il vettore energetico di riferimento per alcuni settori di impiego. Questo perché, come noto, molti processi produttivi industriali richiedono necessariamente l'utilizzo del gas naturale in quanto non esistono, al momento, soluzioni alternative, valide dal punto di vista tecnologico ed economico. Quanto al settore residenziale l'elettrificazione dei consumi avrà sicuramente spazi di penetrazione rispetto alle nuove edificazioni mentre rispetto agli edifici esistenti il processo richiederà un maggiore coinvolgimento dei consumatori, chiamati a modificare integralmente anche i loro sistemi interni di riscaldamento.

In quest'ottica, per garantire la sostenibilità economica di un percorso di transizione energetica certamente sfidante, appare dunque essenziale valorizzare il sistema infrastrutturale gas, efficiente e capillare, che è anche patrimonio del nostro Paese.

Proprio alla luce delle prospettive di una sempre maggiore integrazione tra i settori elettrico e gas e nell'auspicio che la regolazione energetica possa garantire un approccio sinergico, riteniamo sia essenziale che le ipotesi evolutive per il gas naturale abbiano, quale obiettivo, quello di preservare in ottimo stato l'attuale infrastruttura di rete, di garantirne un utilizzo efficiente ed un buon funzionamento attraverso una manutenzione e uno sviluppo che possano essere sostenuti dai necessari investimenti e che, in prospettiva, possano abilitare l'impiego diffuso dei green gas (biometano, idrogeno e gas di sintesi come stoccaggio del surplus di energia prodotta dalle FER elettriche).

La necessità di investire sul gas naturale è inoltre funzionale a garantire la sicurezza del nostro sistema energetico: le attuali infrastrutture gas risultano infatti essenziali per soddisfare, in termini di potenza termica richiesta, il fabbisogno di punta invernale del nostro sistema energetico.

Si reputa quindi molto importante, anche oltre il ruolo che avranno le diverse tecnologie di accumulo ai fini della flessibilità del sistema e degli impatti sulla decarbonizzazione del settore energetico, che l'Autorità sottolinei la necessità di attuare interventi regolatori volti ad accompagnare lo sviluppo efficiente del sistema energetico nel suo complesso.

In quest'ottica - e in coerenza con il contesto europeo ed internazionale - il sistema energetico nazionale dovrebbe svilupparsi secondo una pianificazione coordinata e d'insieme che individui soluzioni equilibrate e coerenti in una logica di costi-benefici, in grado di temperare obiettivi in termini di sostenibilità ambientale, di sostenibilità economica e di sicurezza energetica, laddove per le valutazioni economiche dovranno essere valorizzati, oltre ai nuovi investimenti, anche possibili *stranded costs* derivanti da eventuali sotto-impieghi delle infrastrutture già realizzate.

In questo modo riteniamo si possa perseguire quell'allineamento, condiviso ed auspicato, tra gli interessi dei soggetti regolati, del sistema e dei consumatori finali. Al tempo stesso, gli stimoli all'evoluzione tecnologica, quale ad esempio la digitalizzazione delle reti, dovranno riguardare entrambi i settori, gas ed elettrico, proprio per garantirne uno sviluppo coordinato nell'ottica di un impiego sinergico delle rispettive infrastrutture e fonti.

In particolare, si auspica che ARERA, anche tenuto conto degli orientamenti illustrati recentemente dal CEER nel suo documento di consultazione *"Regulatory Challenges for a sustainable gas sector"*, preveda iniziative finalizzate a promuovere, in ottica sperimentale, utilizzi innovativi delle reti del gas, sia con finalità di accumulo delle fonti di energia non programmabili che per l'integrazione dei "green gas".

Infine, con riferimento al processo di completamento del percorso di liberalizzazione del settore e, in particolare, alla prevista eliminazione delle tutele di prezzo al 1 luglio 2020, riteniamo essenziale e prioritario coinvolgere maggiormente i consumatori anche pianificando adeguate campagne informative istituzionali in materia di superamento della tutela. Questo con l'obiettivo di stimolare il consumatore a essere soggetto attivo sul mercato, capace di cogliere le opportunità offerte dalla concorrenza, e con la convinzione che la capacitazione del cliente finale rappresenti la sua miglior tutela.

## **TEMI TRASVERSALI**

### **A. IL CONSUMATORE CONSAPEVOLE**

Si condivide l'obiettivo generale di *“agevolare la trasformazione dei consumatori in attori consapevoli dei settori energetici e ambientali”*.

Con riferimento alla consapevolezza dei consumatori nei mercati della vendita retail gas e luce è necessario puntare su informazione e trasparenza, al fine di aumentare la fiducia nel mercato da parte dei clienti. La capacitazione del consumatore, di pari passo con la regolazione dell'elenco venditori sia nel gas che nell'elettrico e il potenziamento delle misure di contrasto alla morosità (di cui si dirà in seguito), rappresentano dei passaggi indispensabili a garantire il buon funzionamento del mercato, in vista del superamento dei servizi di tutela.

Lo snodo regolatorio essenziale del quadriennio 2019-2021 è il superamento del regime di tutela di prezzo che la legge 4 agosto 2017, n. 124 aveva stabilito per il 1° luglio 2019 per gas (clienti domestici) e luce (clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione), scadenza rinviata al 1° luglio 2020 con legge 108 del 21 settembre 2018 - di conversione del decreto legge n. 91/2018 (c.d. Milleproroghe).

Il Quadro strategico oggetto di consultazione ben evidenzia questo snodo: *“Il progressivo superamento dei servizi di tutela economica nei mercati energetici rende (...) fondamentale il completamento delle riforme volte a superare le residue barriere all'ingresso e a contenere i costi di transazione, in modo che la concorrenza possa produrre effetti benefici per i clienti finali, anche in termini di miglioramento del servizio fornito e della soddisfazione del consumatore (...) Nel contribuire a disegnare il percorso di rimozione dei servizi di tutela di prezzo, l'attenzione del regolatore dovrà essere posta sulla evoluzione degli strumenti di tutela “non di prezzo” a favore dei clienti finali, permettendo al contempo che siano mantenute le dinamiche di un mercato liberalizzato. Le misure necessarie a garantire tale passaggio non potranno prescindere dalle necessità di sostegno ai clienti vulnerabili che necessitano di una tutela rafforzata”*.

E' prioritario, in ottica di consapevolezza del cliente, un coordinamento tra Governo e Arera per l'avvio di una campagna istituzionale multimediale di Arera sul superamento della tutela di prezzo al 1 luglio 2020.

E' inoltre necessario, in ottica di supporto di Arera al processo di liberalizzazione e di tutela dei consumatori, che la regolazione dell'elenco venditori elettrici, che a nostro avviso costituirà base anche per interventi sul settore gas, sia finalizzata ad obiettivi di sostenibilità degli operatori e di serio consolidamento del mercato ovvero abilitando esclusivamente operatori affidabili e in possesso di requisiti adeguati in termini di solvibilità e onorabilità.

### **OS.1 Dare voce al consumatore**

In linea generale, si condivide l'orientamento prospettato di rafforzare la **rilevazione delle aspettative e del livello di soddisfazione dei consumatori** rispetto ai servizi oggetto di regolazione.

Con particolare riferimento alla linea di intervento di cui alla lettera e) *“Rafforzamento dei sistemi di **indennizzi automatici** a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori, per la tutela del consumatore nel caso di violazione dei suoi diritti”*, si evidenzia l'opportunità che ogni eventuale intervento sul tema degli indennizzi automatici tenga conto, oltre della legittima necessità di tutelare il cliente finale, anche degli elementi di responsabilità del consumatore (ad esempio, consentire al distributore di completare le prestazioni richieste, evitando la reiterazione di appuntamenti, causata dall'assenza del cliente finale o dalla sua mancata collaborazione).

Con particolare riferimento all'attuale sistema di indennizzi per mancato rispetto degli standard prestazionali da parte degli operatori per la gestione dei reclami e nella risoluzione delle controversie, non si ritiene necessario un ulteriore rafforzamento essendo gli attuali adeguati alle esigenze di tutela.

Si evidenzia inoltre l'opportunità che vengano rafforzati anche gli attuali meccanismi di premio/penalità relativi alla performance e agli standard tecnici di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas naturale misurati rispetto ad obiettivi prestabiliti (come, ad esempio, i meccanismi relativi ai recuperi di sicurezza nella distribuzione gas).

### **OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio**

Con riferimento **all'estensione dell'ambito di analisi del Rapporto annuale di monitoraggio retail**, si accoglie con favore la previsione di un nuovo Monitoraggio 2.0 in grado di fornire “un'informazione più veloce”, ovvero inquadrare e descrivere in modo più completo e dettagliato le caratteristiche ed evoluzioni dei mercati *retail*, consentendo di comprendere con maggiore efficacia – anche mediante la pubblicazioni dei dati raccolti da parte di ARERA con tempi più frequenti e modi maggiormente fruibili - lo sviluppo delle dinamiche concorrenziali e il livello di apertura dei mercati di energia elettrica e gas, nonché il livello di consapevolezza dei clienti. Al contempo si evidenzia la necessità di prevedere semplificazioni e riduzioni degli oneri di comunicazione in capo agli operatori. Con riferimento alla finalità di mettere i consumatori in condizione di scegliere in modo consapevole il proprio fornitore, è condivisibile l'intenzione di rendere disponibile uno strumento di comparazione delle

performance dei venditori in relazione ai reclami. Tuttavia, giova segnalare come una graduatoria di questo tipo possa condizionare in modo rilevante la scelta del proprio fornitore; il tema quindi presenta aspetti di delicatezza e richiede la definizione di criteri e parametri di comparazione chiari e oggettivi, che possano efficacemente rappresentare la bontà dell'operato del venditore, evitando il rischio di fornire messaggi non pienamente corretti o fuorvianti.

Sarebbe inoltre necessario che le modalità di comparazione tengano conto anche delle differenze strutturali degli operatori, come ad esempio la diversa distribuzione territoriale dei clienti serviti che può determinare tassi di reclusività differenti, anche in relazione, ad esempio, ai livelli di morosità che, come noto, subiscono forti variazioni a seconda delle diverse aree geografiche considerate. In proposito, desta perplessità quanto emerso dal recente "Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie dei clienti elettrici e di gas naturale": risulta infatti che il 50% circa degli operatori della vendita "registrerebbero" su base annuale zero reclami e zero richieste di informazioni.

Con riferimento all'**attivazione e sviluppo del Portale Consumi energetici mediante il SII**, si esprime l'auspicio di essere coinvolti nelle varie fasi di definizione della regolazione e dei processi di implementazione del SII. In particolare, in merito alle modalità di autenticazione e di accesso al Portale Consumi, preme sottolineare l'importanza che sia previsto un sistema di autenticazione adeguato ad assicurare la protezione dei dati di consumo dei clienti finali (che costituiscono dati personali) dall'accesso da parte di soggetti terzi non autorizzati. E' infatti interesse dell'intero settore limitare il più possibile eventuali comportamenti scorretti (nel caso specifico, gli accessi non autorizzati) da parte di operatori poco seri.

Come confermato dall'esperienza degli ultimi anni, per il buon funzionamento del mercato è necessario lavorare sul rafforzamento del grado di fiducia nel settore da parte dei clienti finali. Inoltre, con riferimento ai dati disponibili sul Portale Consumi, è opportuno tener presente che, considerate le tempistiche, le tipologie di prodotti e le modalità di fatturazione dei venditori, il cliente potrebbe evidenziare una non coincidenza tra i consumi fatturati ed i dati rilevati e validati dal distributore e messi a disposizione sul Portale stesso (es. le bollette potrebbero riguardare periodi rispetto ai quali è necessario utilizzare sia misure effettive che stime; la granularità dei dati di consumo pubblicati sul Portale non necessariamente è completamente utilizzata ai fini della fatturazione; prodotti "flat" a rata fissa basati su consumi prestabiliti e conguagli annuali). Per tale ragione e, soprattutto, per evitare di ingenerare confusione nei clienti, riteniamo assolutamente indispensabile che nel Portale venga esplicitamente circoscritta la finalità dei dati di consumo pubblicati, con l'inserimento di un apposito *disclaimer /pop up* di chiarimento per segnalare che i dati espressi sul portale e quelli sulla fattura potrebbero non coincidere.

I dati di consumo rappresentano un *asset* informativo importante per il cliente finale, per conoscere meglio le sue abitudini di consumo, ma non possono rappresentare uno strumento idoneo ad interpretare o verificare i documenti di fatturazione.

Con riferimento al **miglioramento degli strumenti di confrontabilità anche attraverso una estensione delle funzionalità del Portale Offerte**, si evidenzia l'importanza che sia innanzitutto innalzato il livello di controllo qualitativo sulle informazioni relative alle offerte caricate sul Portale. Sebbene si riscontrino miglioramenti, è importante lavorare al fine di eliminare gli errori di caricamento dati e/o di stima della spesa annua che danno luogo a offerte "errate", con effetti potenzialmente distorsivi sul loro posizionamento nella "classifica" del Portale e a detrimento della fiducia dei clienti finali nello strumento stesso. Come è noto il valore della spesa annua stimata rappresenta un elemento chiave all'interno dei processi di funzionamento della piattaforma, in quanto è il criterio che il sistema utilizza per ordinare le offerte commerciali presenti e fornisce al cliente una panoramica sulle dinamiche di mercato relativamente ad un dato certamente importante nella scelta dell'esercente da cui rifornirsi. Pur comprendendo l'onerosità che una continua e puntuale attività di monitoraggio del Portale richiede, si evidenzia come una non corretta visualizzazione delle offerte o una distorsione nel calcolo della spesa annua rischi di compromettere la credibilità di tale strumento nei confronti degli utenti finali, in particolar modo in una delicata fase di transizione come quella attuale verso il superamento delle tutele di prezzo.

Come associazione ribadiamo in questa sede il pieno sostegno allo sviluppo di strumenti e linee d'intervento volti a incrementare il controllo delle offerte, al fine di salvaguardare il principio di trasparenza delle informazioni veicolate nonché garantire lo sviluppo di corrette dinamiche concorrenziali tra gli esercenti la vendita.

Si auspica inoltre che, nell'ambito dell'estensione delle funzionalità del Portale Offerte, si intervenga anche a favore di una maggiore attenzione e visibilità dei servizi aggiuntivi, così da fare apprezzare ai consumatori anche la ricchezza e la varietà dell'offerta, che rappresentano comunque un valore del processo di liberalizzazione, non limitando il confronto concorrenziale al solo valore economico.

### **OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili**

Anigas ritiene opportuno ribadire, anche in questa sede, che lo strumento principale per la soluzione di criticità sociali ed economiche dovrebbe essere la fiscalità generale, capace di garantire anche l'aderenza piena al principio costituzionale di progressività del carico fiscale. Auspicando pertanto una radicale rivisitazione delle modalità operative del bonus, con trasferimento della gestione economica di tale tema di valenza *welfare* sulla fiscalità generale e conseguentemente estraniando gli operatori del settore energetico, si ritiene comunque importante che le future evoluzioni del bonus siano introdotte con la necessaria gradualità, senza eccessivi impatti sui sistemi gestionali già strutturati in proposito da parte degli operatori. In quest'ottica si ritiene opportuno valutare un sostegno regolatorio all'ampliamento e alla gestione a livello nazionale di meccanismi "modello COL", superando il livello comunale – a nostro avviso inappropriato a gestire tematiche sociali che insistono prevalentemente in

alcune aree del paese – e rendendolo indipendente dalla disciplina delle concessioni di distribuzione del gas naturale.

Si condivide in via generale l'obiettivo finalizzato al *Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili*, in particolare in termini di un'evoluzione del bonus sociale, volta ad efficientare i tempi sia di erogazione che di rinnovo delle agevolazioni. Si ritiene al riguardo positiva l'ipotesi di riconoscimento automatico del bonus basata sull'interoperabilità delle banche dati esistenti.

Il processo di erogazione e gestione dei bonus energetici dovrà beneficiare della centralizzazione nel SII dei flussi informativi previsti. Circa tale aspetto è importante evidenziare che tutte le imprese coinvolte nell'erogazione del bonus sociale hanno già da tempo implementato complessi processi gestionali.

In merito alla linea di intervento “c” dell'OS.3 (*Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali*), si ritiene utile la preventiva definizione di modalità standardizzate di intervento a favore dei clienti e utenti appartenenti a popolazioni colpite da eventi eccezionali, in modo da rendere più tempestiva e di più agevole applicazione, da parte di tutti gli operatori coinvolti, l'attivazione delle misure emergenziali nei casi in cui, malauguratamente, se ne dovesse presentare la necessità.

## **B. APPROCCIO REGOLATORIO ALL'INNOVAZIONE DI SISTEMA**

### **OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca**

Nell'ambito di una visione complessiva, si condivide l'impostazione regolatoria volta a facilitare l'innovazione di sistema, anche sostenendo l'avvio di progetti pilota funzionali ad acquisire la necessaria esperienza da un punto di vista tecnico e operativo per la successiva definizione delle eventuali disposizioni regolatorie di contorno.

In particolare, si condivide la necessità di sostenere e fornire adeguati stimoli per lo sviluppo di soluzioni innovative che consentano di sfruttare appieno e accumulare tutte le forme di energia rinnovabile non programmabile, attraverso strumenti regolatori che riguardino il sistema energetico nel suo complesso, si mantengano comunque tecnologicamente neutrali e rispettino rigorosi principi tariffari di cost reflectivity evitando distorsive forme, anche indirette, di sussidio.

In quest'ottica, ad esempio, l'accumulo chimico dell'idrogeno può fornire servizi di stoccaggio di durata maggiore di quelli tradizionali adattandosi inoltre più facilmente alle mutevoli esigenze del sistema nel tempo. L'idrogeno prodotto può essere stoccato



tal quale, iniettato in rete o combinato con la CO<sub>2</sub> per produrre gas sintetico da immettere nei gasdotti del gas naturale favorendo il processo di integrazione delle infrastrutture energetiche gas ed elettricità in ottica di *smart grids*. In questo modo si potrebbe permettere al sistema di evolvere verso modelli di maggiore efficienza e verso modelli di integrazione delle diverse reti energetiche (*power-to-gas* e *gas-to-power*, gas rinnovabili, biogas, micro CHP, *fuel cell*, ecc.).

Al riguardo si auspica che vengano favorite iniziative ed investimenti a favore di nuove tecnologie abilitanti l'immissione diretta in rete (di trasporto o distribuzione) di gas di origine rinnovabile (come l'idrogeno, per una sua miscelazione con il metano, il biometano o il metano di sintesi derivante da FER). In questo senso dovrebbe essere incentivata l'implementazione di soluzioni tecnologiche che permettano di massimizzare tali immissioni anche oltre la loro capacità di assorbimento, attraverso una più completa integrazione tra i sistemi di distribuzione e di trasporto delle reti gas (*reverse flow*).

Dall'esperienza maturata lato distribuzione in relazione alle richieste/manifestazioni di interesse ricevute dalle imprese relativamente a potenziali richieste di connessione alla rete di distribuzione di impianti di produzione di biometano, è emerso, infatti, che uno degli elementi che più smorza l'interesse dei potenziali produttori è l'impossibilità e/o il rischio di non poter immettere per intero in rete la propria produzione, a causa dei limiti derivanti da una capacità di assorbimento, rispetto alla portata producibile, vincolata alle dinamiche di prelievo dell'utenza che insiste su tali reti (prive come noto - per la distribuzione - di significative capacità di stoccaggio e con un *line pack* molto limitato per effetto delle contenute pressioni di esercizio).

Il *reverse flow* potrebbe costituire una soluzione particolarmente efficiente in contesti dove gli impianti di produzione di gas rinnovabile (biometano, ma anche *power-to-gas* e idrogeno) sono situati in una posizione distante geograficamente dalla rete nazionale/regionale di trasporto.

L'immissione dei gas rinnovabili nella rete di distribuzione (con eventuale rilancio delle eccedenze di produzione sulla rete di trasporto) garantirebbe, inoltre, ai produttori minori costi di compressione del gas rispetto all'immissione diretta nella rete di trasporto e, a maggior ragione, rispetto a soluzioni che implicano l'utilizzo di carri bombolai e/o veicoli cisterna (soluzioni, queste, caratterizzate anche da maggiori esternalità negative in termini di rischi per la sicurezza, aumento del traffico veicolare e relativo incremento delle emissioni di inquinanti a livello locale).

Si auspica infine che lo sviluppo della regolazione verso l'innovazione tecnologica avvenga con il coinvolgimento anche delle altre istituzioni competenti per propria missione sulle specifiche tematiche. Rispetto allo *smart metering*, ad esempio, si segnala l'importanza di un rafforzamento della collaborazione con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni per tutti gli aspetti inerenti le problematiche di

trasmissione dei dati di misura rilevati da remoto tramite i nuovi *smart meter* gas installati presso i clienti finali.

## **C. VALUTAZIONE DELL'IMPATTO REGOLATORIO E PROMOZIONE DELLA COMPLIANCE REGOLATORIA**

### **OS.5 Rafforzamento della *accountability* regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione**

Si ritiene molto importante che l'Autorità, attraverso gli specifici gruppi di lavoro settoriali nell'ambito dell'*Osservatorio della regolazione* e la costituzione di un *network* di riferimento con soggetti interessati, promuova un sempre maggior coinvolgimento degli *stakeholders* per le attività di valutazione dell'impatto della regolazione sia *ex-ante* che *ex-post*, al fine di individuare le soluzioni (*ex-ante*) o i correttivi (*ex-post*) più efficaci per i settori regolati.

### **OS.6 Promozione della *compliance* regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori**

Rispetto alla *compliance* regolatoria si evidenzia come questa trovi fondamento prima di tutto in un quadro regolatorio stabile, semplice, razionale e chiaro per gli operatori. In quest'ottica potrebbe essere opportuno valutare possibili forme di semplificazione ed efficientamento della regolazione, anche attraverso una riduzione del numero dei provvedimenti.

Si ritiene utile un rafforzamento degli effetti dell'autodenuncia, prevedendo ad esempio una sostanziale mitigazione dell'eventuale sanzione nel caso della prima violazione autodenunciata.

Si ritiene inoltre importante l'impegno a ridurre significativamente le tempistiche procedurali, non solo per quanto riguarda i controlli circa il rispetto della regolazione, ma anche per quanto riguarda i procedimenti di verifica dei risultati delle imprese in tema di incentivi da riconoscere alle stesse per la qualità del servizio, tempistiche che negli ultimi anni, pur comprendendo la complessità dei meccanismi e delle verifiche da effettuare, hanno subito per la distribuzione gas notevoli differimenti.

## **AREA AMBIENTE**

### **OS.12 Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento**

In merito agli obiettivi strategici riguardanti l'Area ambiente, pur non costituendo al momento un'area di significativa operatività per le imprese associate, si ritiene opportuno formulare alcune considerazioni in merito all'OS.12 (*Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento*), dato anche che il teleriscaldamento è un settore in cui l'Autorità è stata più di recente chiamata a sviluppare la regolazione.

Si ritiene importante che le regole che andranno a definirsi rispettino la parità di trattamento tra le risorse e non introducano elementi che possano essere utilizzati come distorsivi sul piano concorrenziale tra i vettori energetici o nelle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. Al riguardo l'Autorità dovrebbe mantenere adeguata attenzione su eventuali forme di incentivazione che si intendessero introdurre rispetto a tale opzione.

Inoltre, se da un lato è ragionevole che lo sviluppo di infrastrutture di teleriscaldamento vada valutato congiuntamente ai piani di sviluppo delle reti di distribuzione del gas, oggetto - in questi anni - di definizione e valutazione nel quadro delle gare per l'assegnazione delle concessioni, dall'altro si deve considerare che un simile approccio in termini di criteri di valutazione in sede di gara (come sembra delineato dalla linea di intervento "b" dell'OS.12) non è attualmente previsto e/o oggetto di offerta e richiederebbe pertanto una modifica normativa in proposito<sup>1</sup>.

## **AREA ENERGIA**

### **A. Mercati efficienti e integrati**

#### **OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo**

Con riferimento alla **revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas**, si evidenzia la necessità che la regolazione dei criteri tariffari del trasporto del gas - e in generale dei vari segmenti della filiera *upstream* (stoccaggio e rigassificazione di GNL) - persegua un uso efficiente delle infrastrutture e una **corretta allocazione dei costi ai soggetti beneficiari**, prevedendo opportuni meccanismi di *cross border cost allocation* in funzione dei benefici arrecati dalle infrastrutture, non solo con riferimento ai

---

<sup>1</sup> Il D.M. 226/11 non prevede attualmente la possibilità di offrire in gara lo sviluppo coordinato e integrato di infrastrutture di teleriscaldamento e reti di distribuzione del gas naturale, anche per la diversa caratterizzazione tra i due servizi e i differenti regimi di affidamento su base territoriale degli stessi.

Progetti di Investimento Comune (PIC), ma in linea più generale per tutti gli investimenti cui sono associati benefici a favore di altri Paesi.

Anigas ha svolto un'attività di monitoraggio dell'implementazione del Regolamento (UE) 460/2017 in materia di **Codice di rete su strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (Codice TAR)** in Europa, in particolare partecipando attivamente alle consultazioni avviate dai Paesi rilevanti per i transiti di gas destinati all'importazione in Italia. A tal proposito si segnala come, al fine di promuovere la liquidità del mercato del gas e l'allineamento del mercato italiano con i mercati europei, sia necessario eliminare quelle dinamiche distorsive dei meccanismi di tariffazione in grado di incidere in senso negativo sul *pancaking* e quindi sull'allineamento tra mercati, sul *cross-border trade* e sulla competitività del sistema Paese Italia.

A titolo esemplificativo, l'inclusione delle reti regionali (in quanto i relativi costi hanno natura di costi per "transmission services") nell'ambito della metodologia dei prezzi di riferimento, senza possibilità di distinguere tra PdU domestici e *cross-border* ai fini della più corretta allocazione dei corrispondenti costi, comporta l'applicazione di corrispettivi in uscita che rischiano di penalizzare indebitamente gli scambi transfrontalieri e di configurare un *cross-subsidy* tra utenti intra-sistema e utenti di transito.

Va inoltre posta attenzione su come i singoli Paesi Membri giustifichino (o meno) le proprie scelte sulle modalità di implementazione del Codice TAR, talvolta senza tener conto delle osservazioni espresse da ACER in merito, in particolare con riferimento all'implementazione delle disposizioni del Codice TAR relative al confronto con la metodologia tariffaria benchmark (CWD, Capacity Weighted Distance) ed al *Cost Allocation Assessment*.

L'Autorità prevede inoltre, tra le principali linee di intervento, la revisione delle **logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas** e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze. Anigas condivide tale linea di intervento ed auspica che venga definita una corretta e più efficiente applicazione delle componenti aggiuntive alle tariffe di trasporto. Tra queste vanno in particolare considerate, per l'elevato valore che assumono:

- il corrispettivo RET che, nelle more della revisione da parte del MiSE dei criteri di applicazione ai soggetti "gasivori", i cui impatti andranno opportunamente tenuti in considerazione nell'ambito di una generalizzata crescita degli oneri variabili in capo a consumatori finali diversi da quelli industriali, andrebbe rivisto in termini di tempistica di definizione e modalità di applicazione, tenuto conto della diversa elasticità della domanda dei clienti finali gas;
- il corrispettivo CRVos, che andrebbe applicato in corrispondenza dei *city gate* (in luogo della generalità dei PdR del trasporto) tenuto conto che la capacità di stoccaggio è precipuamente funzionale a garantire il soddisfacimento della modulazione stagionale dei consumi di gas dei clienti di più piccole dimensioni.

Con riferimento al **completamento della riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale, nonché quella del settlement gas**, si evidenzia innanzitutto la necessità che il quadro regolatorio di riferimento sia certo, stabile e noto con congruo anticipo.

In particolare, si evidenzia la necessità che, stante la complessità degli interventi, l'Autorità implementi le diverse riforme in modo coordinato, definendo con congruo anticipo il quadro di dettaglio, chiarendo rischi e responsabilità posti in capo a ciascun soggetto della filiera e assicurando, per quanto possibile, la stabilità e prevedibilità, sia in termini di costi annui da riconoscere alle imprese di trasporto, sia in termini di corrispettivi tariffari e di costo del servizio di trasporto. L'incertezza sull'evoluzione dei corrispettivi annui ed una loro significativa variabilità rappresentano elementi critici per le strategie commerciali di approvvigionamento degli operatori e per lo sviluppo di un mercato italiano liquido, efficiente e competitivo.

A titolo esemplificativo, nel 2020 alla discontinuità delle tariffe di trasporto calcolate ai sensi del Codice TAR si aggiungeranno gli effetti dell'implementazione della riforma delle modalità di conferimento della capacità di trasporto ai *city gates*, accompagnata dalla riforma della disciplina del settlement e dalla prevista rimozione della tutela di prezzo per i clienti finali.

Con riferimento alla prevista **riforma dei processi di conferimento della capacità ai *city gates***, con la delibera 147/2019/R/gas l'Autorità ha definito la tempistica e il quadro generale della riforma, rimandando tuttavia a successivi provvedimenti le implementazioni di dettaglio della medesima, che saranno definite da Arera a valle del processo di valutazione che il Responsabile del Bilanciamento dovrà effettuare entro il 28 febbraio 2020.

E' auspicabile che la riforma sia anche armonizzata con il percorso di liberalizzazione dei mercati retail gas e luce e con le linee di sviluppo, anche tecnologiche, degli stessi mercati: si pensi ad esempio alle potenzialità – anche di rapporto commerciale in risposta ad esigenze dei clienti – legate alla diffusione dello *smart metering* e all'aumento della disponibilità di dati di misura sui prelievi e di abitudini di consumo.

Sono infatti pienamente condivisi gli obiettivi individuati dall'Arera di eliminare le rimanenti barriere all'entrata e favorire la concorrenza nel mercato gas; proprio per questo si evidenzia la necessità che la futura struttura di costo del trasporto non crei effetti anti-concorrenziali e non riduca ulteriormente lo spazio di azione delle società di vendita in soddisfacimento di esigenze ed abitudini di consumo del cliente.

Si auspica inoltre che l'Autorità continui, secondo la buona prassi, a confrontarsi e coinvolgere le parti interessate sia propedeuticamente alla pubblicazione dei documenti di consultazione sia per l'implementazione delle disposizioni regolatorie, prevedendo incontri, gruppi di lavoro e gruppi di esperti costituiti *ad hoc* con le associazioni degli operatori. Ciò al fine di promuovere un confronto proficuo sulle esigenze e problematiche segnalate dalle parti, nonché sulle implementazioni operative delle riforme deliberate.

Con riferimento alla disciplina del **settlement gas** per il periodo transitorio (delibera 670/2017/R/gas e s.m.i.), si evidenzia la necessità di perseguire la neutralità dell'UdB rispetto al rischio credito insorto in capo al medesimo, valutando l'introduzione di meccanismi a tutela del recupero del credito a favore degli UdB per le partite che risultano non recuperabili per via dell'inadempienza o insolvenza dei clienti o perché riconducibili a clienti non più esistenti.

La neutralità dell'UdB deve essere perseguita anche con riferimento all'introduzione della nuova disciplina del settlement dall'1 gennaio 2020, che potrebbe far insorgere nuovi rischi/costi legati alla discontinuità regolatoria e all'accavallamento delle riforme in atto, fino al consolidamento del set informativo e dei processi in revisione (calcolo del CA, riforma capacità *etc*).

In generale, si auspica che siano definiti opportuni interventi volti a sterilizzare gli impatti ad oggi non quantificabili derivanti dall'accavallarsi delle varie riforme, in particolare con riferimento al nuovo regime di settlement e ai conferimenti di capacità a decorrere dall'1/1/2020, tenuto conto degli effetti combinati della metodologia transitoria di calcolo del CA2019, dei nuovi profili di prelievo che saranno definiti dal RdB, dall'applicazione del fattore correttivo Wkr "definitivo" e dall'allocazione dei consumi al netto del delta IO in vigore dal 1° gennaio 2020.

Si sottolinea inoltre la necessità di un maggiore coinvolgimento delle parti interessate relativamente all'implementazione della riforma della disciplina del settlement gas, con riferimento al previsto trasferimento di una serie di attività in capo al SII e alla luce del ritardo accumulato fino ad oggi.

Si coglie l'occasione per auspicare che lo sviluppo di **nuovi prodotti di flessibilità di stoccaggio** prosegua, accompagnata dal consolidamento e perfezionamento di quelli introdotti nello scorso anno termico dello stoccaggio: l'introduzione dei prodotti di flessibilità deve essere quanto più strutturata e permanente, in modo che gli utenti abbiano effettivamente a disposizione un più ampio ventaglio di prodotti di breve termine da utilizzare in modo sistematico.

Con riferimento alla **regolazione della rigassificazione del GNL**, si chiede siano valutati interventi funzionali ad abilitare un incremento della liquidità del mercato gas, in particolare favorendo l'ingresso sul mercato italiano di carichi di GNL a prezzi competitivi.

Con riferimento al **rafforzamento degli strumenti di monitoraggio dei mercati**, anche ai fini REMIT, Anigas segnala l'opportunità di coinvolgere le associazioni di settore al fine di rendere gli operatori di mercato maggiormente sensibili e consapevoli delle pratiche commerciali ammissibili e quelle che presentano in generale possibili profili di manipolazione e abuso di potere di mercato in tutte le sue forme.

A tale proposito, va ricordato che l'Autorità, con la recente delibera 631/2018/R/gas ha adottato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMG), mediante il quale ha avviato un'articolata e strutturata attività di

monitoraggio tanto della dimensione strutturale del funzionamento del sistema gas (capacità e flussi di gas naturale, nello stoccaggio, nel trasporto e nella rigassificazione), quanto della dimensione concorrenziale (assetto competitivo, integrità e trasparenza del mercato, comportamenti e condotte degli operatori). Mentre, attraverso la pubblicazione del TIMMG, sono state rese note le informazioni che costituiscono il sottostante dell'attività di monitoraggio dell'Autorità (dati, ambiti ed obiettivi di rilevazione, tipi di report), si ravvisa ancora l'opportunità che l'Autorità comunichi in modo trasparente al mercato i principali indicatori sintetici adottati nei vari ambiti di calcolo e per perseguire i vari obiettivi di monitoraggio di cui al TIMMG, che non sono invece noti, anche attraverso la pubblicazione di reportistiche periodiche con analisi ed indicatori in forma aggregata come già avviene con la pubblicazione da parte del GME di analoghi report sul mercato elettrico.

Appare inoltre certamente condivisibile l'intenzione espressa dall'Autorità di sviluppare una sempre più efficace attività di monitoraggio dei mercati, rafforzata anche nell'ambito del Regolamento REMIT, sia al fine di garantire condizioni competitive, contrastando e prevenendo comportamenti abusivi, sia al fine di far evolvere correttamente la regolazione ed il disegno dei mercati stessi, identificando prontamente eventuali esigenze di adattamento della regolazione (anche ai fini della sicurezza del sistema). A tale proposito, va osservato che se da un lato la REMIT ha già l'obiettivo di individuare e contrastare pratiche abusive come manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e attività di insider trading, dall'altro dispone già di un complesso meccanismo di raccolta di informazioni presso gli operatori e di analisi delle stesse: pertanto, già oggi è estremamente consistente l'onere in capo agli operatori per la partecipazione a tali attività, che si sommano (talvolta sovrapponendosi) alle attività legate alle numerose e diverse "raccolte dati" a livello nazionale. Alla luce di ciò si auspica quindi che l'Autorità possa portare avanti, in ambito REMIT e non solo, un'attività di razionalizzazione dei diversi obblighi informativi che gravano sugli operatori di mercato.

#### **OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato**

Si condivide pienamente l'importanza che Arera riconosce alla necessità di semplificare la regolazione per renderla più flessibile e proporzionata, evitando over-regulation.

Per migliorare ulteriormente il funzionamento del mercato retail, e consentire agli operatori di comunicare con i propri clienti in modo sempre più accessibile ed efficace, sarebbe opportuno semplificare la regolazione in diversi ambiti della disciplina (es. modulistica contrattuale, regolazione delle risposte ai reclami, layout della bolletta). Una regolazione meno dettagliata potrebbe essere efficace anche con riferimento al tema, attualmente in discussione, di definizione delle responsabilità tra operatori e clienti in caso di "maxi-conguagli". In tale ambito gli operatori potrebbero essere responsabilizzati al perseguimento dell'interesse generale (i.e. ottenere letture



effettive) attraverso la definizione di pochi principi/obiettivi che, a meno delle necessarie standardizzazioni inerenti i flussi informativi, lascino loro flessibilità nell'attuazione delle concrete modalità operative atte a raggiungerli.

In vista del superamento dei regimi di prezzo, si ritiene poi fondamentale proseguire con il rafforzamento degli strumenti a contrasto della morosità su tutti i fronti in cui essa si manifesta:

- lato cliente finale rendendo più efficace lo strumento del bonus sociale per prevenire la morosità “da bisogno” e rafforzando invece le politiche di contrasto a quella intenzionale attraverso l'adozione di misure specifiche da adottare anche nel breve termine. Fra queste pensiamo ad esempio al blocco dello switching in caso di evidenti insoluti lasciati dal cliente finale che vuole cambiare fornitore (in vigore ormai da anni in UK), al potenziamento del precheck (con le informazioni inerenti la solvibilità del cliente oggi fornite solo in fase di revoca dello switching) e all'attivazione di una banca dati dei morosi del settore energetico (già consultata da ARERA con DCO 345/2012 e già attiva nel settore TLC).
- lato venditori con il potenziamento degli strumenti a contenimento del rischio inadempienze come anche indicato dall'obiettivo OS19.

#### **OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato**

In termini generali, si condivide l'orientamento di razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII) al fine di sfruttarne pienamente le funzionalità.

Al tempo stesso, si rileva l'opportunità che gli interventi inerenti allo sviluppo di nuovi strumenti tramite il SII - qualora ritenuti essenziali in logica di evoluzione di sistema - debbano tenere in debita considerazione le peculiarità del settore del gas naturale e debbano essere attuati con gradualità e tenendo conto degli oneri di sviluppo dei sistemi informativi che le imprese stanno sostenendo e saranno chiamate a sostenere.

L'esperienza maturata fino ad ora nel settore del gas naturale ha evidenziato la necessità che il trasferimento dei processi/attività nel SII debba avvenire in maniera più organica e ordinata in modo da consentire agli operatori di poter programmare correttamente la dismissione dei propri sistemi e/o la riconversione degli stessi per poter dialogare proficuamente con il SII. Andrebbero evitate, o comunque limitate, modifiche in corso d'opera, così come è avvenuto per l'implementazione della riforma del settlement gas che ha comportato una duplicazione delle attività e degli oneri in capo agli operatori che hanno dovuto ripristinare attività dismesse, anche in termini di personale.



Anigas ritiene inoltre utile sottolineare l'opportunità di un maggiore coinvolgimento degli operatori interessati dai processi di riforma mediante l'istituzione di gruppi di lavoro tecnici di confronto, con la partecipazione diretta anche dell'Acquirente Unico, in qualità del gestore del SII, al fine di fornire un contributo più fattivo e tempestivo alla predisposizione e definizione dei documenti/specifiche tecniche che saranno poi posti in consultazione.

Con particolare riguardo alle principali linee di intervento proposte, si condivide:

- la previsione di superamento progressivo delle attuali procedure di profilazione dei consumi su base convenzionale grazie anche all'impulso alla diffusione dei contatori teleletti. Infatti, con l'ampliamento del piano di roll-out e diffusione sempre più ampia degli smart meter già nel breve termine potrà essere avviata una prima fase di superamento dell'attribuzione convenzionale dei prelievi verso l'attribuzione basata sui dati di consumo mensili effettivi rilevati dove disponibili;
- il completamento della razionalizzazione e della semplificazione dei flussi di misura del settore gas da realizzare rapidamente grazie anche all'ausilio del GdL già avviato sul tema.

Sempre in tema di razionalizzazione e standardizzazione dei flussi informativi, si ritiene altresì necessario, in analogia a quanto fatto per il settore elettrico con il CADE, una standardizzazione dei flussi gestionali per la messa a disposizione dei documenti regolatori con i dati di sintesi e di dettaglio relativi alla contabilizzazione del servizio di trasporto. Ciò anche per agevolare la gestione della nuova norma sulla fatturazione elettronica.

#### **OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati**

Si ritiene necessario completare quanto prima il procedimento avviato con la deliberazione 465/2017/R/gas per la revisione del Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas (CRDG) e che venga convocato il relativo Gruppo di Lavoro.

Il CRDG deve essere uno "strumento" volto a garantire uniformità di comportamento da parte delle imprese di distribuzione in modo da consentire agli Utenti della Distribuzione di offrire servizi analoghi a tutti i clienti presenti sul territorio nazionale, riducendo al contempo gli oneri che in ultima analisi possono gravare sui clienti finali.

Con riferimento alle forme di garanzie, al fine di tutelare le imprese di distribuzione e il Sistema in caso di inadempienze degli Utenti della rete, si reputa opportuno introdurre maggiori vincoli per poter fruire delle garanzie c.d. reputazionali come il *rating*. In altri termini l'Utente dovrebbe potersi avvalere di tali forme di garanzia solo se ha

ampiamente dimostrato di essere affidabile nei propri adempimenti contrattuali (es. paga regolarmente e puntualmente le fatture).

A proposito del *rating*, si ritiene opportuno che gli organismi emittenti accettabili siano esclusivamente i tre istituti riconosciuti a livello internazionale (Moody's Investor Services, Standard & Poor's Corporation e Fitch Ratings) in quanto il loro giudizio di *rating* creditizio consente l'accesso ai mercati finanziari e, trattandosi di garanzie non solvibili ma appunto meramente reputazionali, è fondamentale che il giudizio sia emesso da istituti affidabili.

Inoltre, si ritiene preferibile non prevedere più la forma della garanzia assicurativa: negli ultimi anni infatti le polizze assicurative si sono mostrate spesso insolubili e gli istituti emittenti non affidabili. In alternativa, laddove l'Autorità non volesse eliminare le fidejussioni assicurative fra le forme di garanzia ammesse, si ritiene necessario che il distributore possa verificare l'affidabilità degli istituti emittenti e delle relative garanzie e, se non ritenute sufficientemente solide, possa rifiutarle e richiederne opportuna sostituzione, pena la mancata stipula o risoluzione del contratto stesso.

Infine, in merito all'ammontare delle garanzie, si evidenzia la necessità di un suo adeguamento in quanto oggi risulta insufficiente, soprattutto nei periodi invernali, e non tiene conto del rischio di credito legato a fatturazioni diverse dal vettoriamiento (quali ad esempio le prestazioni accessorie). Si potrebbe inoltre prevedere un meccanismo che modifichi il livello di garanzie prestate in funzione dell'affidabilità del venditore. In altri termini l'importo delle garanzie che i venditori devono prestare ai distributori potrebbe essere modulato in funzione della regolarità dei pagamenti dell'utente in una determinata finestra di osservazione (es. semestrale) secondo un meccanismo incentivante.

## **B. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche**

### **OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio**

In merito ai temi di *"Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche"* di cui all'OS.20 (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio) e all'OS.21 (Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione) si ritiene, anzitutto, che in attesa di una concreta messa a regime delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale - da cui ci si aspetta una riorganizzazione del servizio e una conseguente razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e quindi anche per i clienti finali e gli *stakeholders* - risulti importante adottare comunque misure volte ad incentivare gli operatori a massimizzare l'efficienza, stimolando e favorendo in ogni caso il consolidamento del settore.

In tal senso il prossimo periodo regolatorio in avvio dal 2020, dovrebbe prevedere:

- a) schemi regolatori improntati a premiare l'efficienza e alla razionalizzazione del settore;
- b) riconoscimento a costi standard per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione.

Per quanto riguarda il punto a), in attesa di un pieno avvio delle gare d'Atem, si ritiene infatti prioritario che la regolazione - a prescindere dalle tempistiche di effettivo avvio delle gare - continui a favorire l'efficienza degli operatori, anche in una prospettiva di razionalizzazione del settore.

Uno stimolo all'efficienza omogeneo per tutto il settore costituisce una soluzione importante anche ai fini dell'innovazione tecnologica e dell'uniformità del servizio nei confronti dei cittadini/clienti, ove l'obiettivo sia quello di aumentare i benefici complessivi per il sistema. In tal senso si concorda con la linea di intervento "b" dell'OS.20.

In merito invece al punto b) ("Introduzione, nella regolazione tariffaria, di una nuova metodologia per il riconoscimento dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione"), si ritiene che una metodologia basata su costi standard, opportunamente calibrati, possa perseguire obiettivi "pro-concorrenziali" e volti a favorire l'efficienza produttiva ove tale metodologia sia calibrata in maniera opportuna.

Infatti, per risultare efficace, la metodologia a costi standard (accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing*) richiede un'adeguata definizione del livello dei costi che rappresenti un riferimento di ragionevole efficienza e con una impostazione in grado di riflettere le eventuali variabili esogene di costo non uniformi a livello nazionale. Al riguardo, la scrivente Associazione sta partecipando attivamente agli approfondimenti finalizzati ad un'adeguata messa a punto di criteri, livelli di costo e metodologia di applicazione, per la sua applicazione dal prossimo periodo regolatorio e quale possibile presupposto per la successiva implementazione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (totex), che l'Autorità ha prefigurato di voler valutare a tendere, quale ulteriore evoluzione.

Per l'avvio della metodologia rispettando le tempistiche sopra auspiccate, potrebbe essere svolta entro l'estate una fase di sperimentazione/test tramite una specifica raccolta dati effettuata su annualità pregresse (ad es. i dati degli anni 2017 e 2018): ciò consentirebbe di mettere a punto il set di dati necessari per la prima applicazione del metodo, i cui risultati potrebbero poi consentire eventuali suoi affinamenti della stessa.

Per la prima fase di test potrebbe essere che alcuni dei dati necessari, relativi agli anni pregressi, non siano già a disposizione di tutte le aziende in forma puntuale; in tal caso potrebbero essere ricavati attraverso dei *driver* o attraverso altri criteri di ragionevolezza da definire congiuntamente, in vista dell'applicazione effettiva e/o a

regime, per la quale, anche alla luce della fase di sperimentazione, le imprese potranno strutturarsi al fine di poter raccogliere tutti i dati in maniera puntuale.

Una prima sperimentazione potrebbe quindi essere effettuata con una raccolta dati a partire da giugno 2019, sulla base dei dati 2017-18, così da poter implementare e applicare la metodologia (magari inizialmente a partire dal cespite condotte stradali) con l'avvio del nuovo periodo regolatorio.

Sotto il profilo della sostenibilità economica degli investimenti, infine, sarebbe necessario analizzare il sistema energetico nel suo complesso e quindi considerare anche eventuali futuri costi per la collettività derivanti dal sotto-utilizzo di infrastrutture già realizzate ed efficienti, qualora queste dovessero poi risultare sotto-impiegate ben prima del completamento del loro ciclo di vita utile, continuando comunque a rimanere a carico del sistema. A tal proposito, le attuali prospettive di sviluppo coordinato delle infrastrutture impongono una riflessione circa le prospettate ipotesi di allungamento della vita utile degli investimenti nelle reti di distribuzione gas. In merito alla prefigurata linea di intervento “c” dell’OS.20, relativa all’introduzione di strumenti regolatori che responsabilizzino le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le differenze tra gas immesso in rete e consegnato ai clienti finali, Anigas ritiene necessario che vengano effettuati maggiori approfondimenti in merito ai molteplici fattori - difficilmente schematizzabili e isolabili - che concorrono a determinare la differenza in-out prima di avviare le riflessioni in merito all’introduzione di meccanismi di incentivazione per i distributori in relazione a questo fenomeno. Si segnala inoltre l’opportunità che vengano coinvolte le associazioni nei processi di raccolta dati e nelle valutazioni propedeutiche alla definizione del prefigurato meccanismo di incentivi ai distributori per la riduzione progressiva del fenomeno del delta *IN-OUT*, da valutare anche alla luce del miglioramento dell’attività di misura perseguibile con il progressivo *roll-out* dei misuratori *smart*, innovazione che a tendere permetterà di disporre con maggiore tempestività di una più completa quantità di dati di misura da utilizzare nei vari processi e nelle valutazioni degli operatori di sistema, riducendo la necessità e l’impiego di dati derivanti da stime.

Per quanto riguarda infine la valutazione dei piani di sviluppo infrastrutturale, relativamente alla prefigurata linea di intervento “f” dell’OS.20, come evidenziato nella parte introduttiva del presente documento si sottolinea la necessità di uno sviluppo integrato e complementare delle diverse infrastrutture energetiche, da perseguire anche attraverso un’approfondita pianificazione territoriale che tenga conto delle caratteristiche urbanistiche, climatiche, ambientali e demografiche delle diverse aree interessate. Solo attraverso una siffatta pianificazione si può infatti evitare una dannosa, inutile e soprattutto dispendiosa, duplicazione di investimenti e l’introduzione di *stranded costs*.

In particolare, lato gas, si evidenzia ad esempio come le previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche da evitare che si originino

sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti di trasporto regionali e quelli delle infrastrutture di distribuzione gas presentate (o da presentare) nelle gare d'Atem.

#### **OS.21 Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione**

In merito agli orientamenti volti allo sviluppo dell'innovazione, con particolare riferimento alla promozione della qualità del servizio di misura, si ritiene che lo *smart metering* gas costituisca un presupposto fondamentale nell'ottica dell'evoluzione del sistema con importanti opportunità per il cliente finale che vedrebbe una riduzione delle stime nella fatturazione a vantaggio dei consumi effettivi. Pertanto, si condivide l'orientamento finalizzato al completamento del passaggio a sistemi di misura *smart* nel settore del gas naturale e all'estensione immediata agli operatori di minori dimensioni, così da superare le attuali differenziazioni nel livello di servizio e di sua innovatività prestato nei confronti di una parte dei clienti finali.

A tal proposito segnaliamo che la percentuale di sostituzione dei contatori tradizionali con smart meter raggiunta dai distributori rappresentati da Anigas è, ad oggi, superiore al 60%. E' tuttavia altresì opportuno segnalare che, allo stato attuale, le criticità riscontrate in relazione ai processi e gli apparati di comunicazione e le criticità riscontrate in particolare in relazione ai processi e agli apparati di comunicazione meritano ancora particolare attenzione. Sarebbe pertanto opportuno che ARERA continui a monitorarne l'evoluzione, anche valorizzando l'esperienza finora maturata dalle imprese e costituendo, qualora necessario, tavoli tecnici ad hoc che vedano la partecipazione di tutti i principali stakeholders (distributori gas, fabbricanti di apparecchiature, operatori di telecomunicazione, integratori di sistemi etc.) analogamente a quanto avvenuto per il misuratore elettrico, seppur alla luce del diverso grado di maturità tecnologica nei due settori.

In particolare, come già segnalato all'Autorità, in tema di comunicazione con il Sistema di Acquisizione Centrale (SAC), sono state riscontrate in campo difficoltà nel garantire la raggiungibilità degli *smart meter* installati e del concentratore di zona a seconda della modalità di comunicazione utilizzata (rispettivamente Punto a Punto e Punto-Multipunto), anche se con un fattore di scala differente. Tali difficoltà sono spesso aggravate dal posizionamento degli *smart meters*/del concentratore che spesso si trovano in posizioni non ottimali ai fini della copertura telefonica da parte della rete di comunicazione mobile, quest'ultima sviluppata/ottimizzata negli anni considerandone l'utilizzo tramite apparati in potenziale movimento (che – a differenza degli smart meter, installati in posizione specifica e fissa – consentono di ottenere un'elevata possibilità di successo nella comunicazione semplicemente spostandosi).

Il problema della raggiungibilità potrebbe essere migliorato da più evolute tecnologie previste a medio termine, quali NB-IoT che tuttavia necessitano di un adeguato periodo di tempo per la disponibilità sul mercato su scala industriale di prodotti affidabili. In ogni caso, tenuto conto che il piano di sostituzione dei misuratori tradizionali ha già interessato quasi 10 milioni di contatori l'eventuale applicazione di alternative tecnologiche per il sistema gas, andrebbe opportunamente valutata, sia dal punto di vista delle tempistiche di realizzazione che dal punto di vista economico, e conseguentemente, se del caso, pianificata per tempo. Nel frattempo andrebbe abilitata la messa a disposizione del Roaming Nazionale Permanente per le SIM utilizzate per il servizio "regolato" di *smart gas metering*, al fine di poter mitigare sin da subito le criticità legate alla mancata copertura telefonica e, successivamente, aiutare nel progressivo e ordinato passaggio verso nuove tecnologie e/o nell'eventuale *phase-out* del servizio 2G.

In relazione alle problematiche di immaturità tecnologica della primissima generazione di contatori (2014-2016), al fine di disporre di un parco contatori di maggiore efficacia potrebbe essere opportuno, di concerto con il Regolatore e a valle dell'esito positivo della sperimentazione della tecnologica NB-IoT, sostituire anticipatamente tali apparati, ad esempio in occasione del 1° cambio batterie utile. Inoltre, al fine di garantire una vita più lunga della batteria a bordo dello *smart meter* si potrebbe non solo operare sulle tecnologie di comunicazione, ma anche modulare la periodicità di telelettura in relazione al consumo annuo dello specifico cliente finale.

Si dovrà cominciare a considerare che l'equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta una condizione che dovrà essere verificata in campo nel corso dei prossimi anni, alla luce del fatto che i nuovi apparati possiedono una rilevante componente elettronica caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni.

Alla luce dell'esperienza maturata da qualche anno a questa parte nell'impiego degli *smart meter* gas, contestualmente alle efficienze derivanti dalla rilevazione delle misure da remoto, sono emersi nuovi costi derivanti dalle attività necessarie per mantenere in adeguate condizioni di funzionamento i contatori ed i sistemi per lo svolgimento della funzione di telelettura. Si auspica pertanto che l'Autorità approfondisca la tematica nel suo complesso, evitando interventi parziali che non tengono conto dei nuovi ed onerosi aspetti gestionali derivanti dal mantenimento in esercizio di sistemi di telelettura e apparati.

## **C. Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali**

### **OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale**

Per quanto riguarda gli obiettivi volti a promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene che l'obiettivo OS.22 che include - alla linea strategica "c" - la decarbonizzazione del settore del gas naturale, comporterà la necessità di sostenere lo sviluppo di soluzioni innovative quali il *power-to-gas*, i gas rinnovabili e i biogas. In tal senso sarà necessario sviluppare una regolazione che, senza incidere in modo distorsivo sul mercato, assicuri l'integrazione di tali soluzioni a livello infrastrutturale (si pensi infatti alla necessità di intervenire sulle normative tecniche e su quelle relative all'interoperabilità in ragione dell'immissione in rete di gas diversi dal metano) e che assicuri un supporto economico alle tecnologie più innovative almeno fino al raggiungimento della loro maturità tecnologica (nel DCO "*Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector*" il CEER si domanda, ad esempio, se il sistema tariffario - sia elettrico che gas - attualmente esistente nell'UE permetta al *power-to-gas* di sviluppare le proprie potenzialità a parità di condizioni rispetto ad altre tecnologie più competitive).

A tale riguardo, come già evidenziato riguardo l'OS.4, potrebbero essere previsti incentivi per gli investimenti finalizzati ad immettere in rete biometano e/o gas derivante dal *power-to-gas* nella forma di incremento della quota di investimenti riconosciuta in tariffa e di remunerazione incentivante addizionale a favore degli interventi volti a rendere interfunzionali le reti gas (ad es. per l'immissione di biometano o per il *reverse flow* fisico distribuzione/trasporto).

Per quanto riguarda la linea di intervento "d", si condivide l'obiettivo di promuovere un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree *entry-exit* nazionali e consenta la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive e in grado di massimizzare i benefici per i clienti finali. La competitività del gas è spesso condizionata da decisioni delle Autorità estere che possono agire in maniera discriminatoria per favorire i loro consumatori a discapito degli altri Paesi. Questo è evidente con riferimento ai corrispettivi di trasporto che oggi penalizzano la competitività del gas italiano. È importante agire come Sistema-Italia - sia a livello europeo che nel confronto con le Autorità di Paesi (anche indirettamente) confinanti - per rimuovere queste distorsioni e promuovere soluzioni che consentano la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e dell'uso delle infrastrutture e che attribuiscono i costi infrastrutturali secondo logiche più coerenti con la natura degli stessi costi e dei loro "beneficiari".

In particolare, l'Italia, paese a valle nella catena logistica di approvvigionamento, è tra i sistemi europei quello più penalizzato dal cosiddetto "*effetto pancaking*": stratificazione di costi che gli operatori devono pagare lungo la rotta per importare il gas dal Nord Europa nel nostro Paese.



Il tema è all'attenzione anche della Commissione europea che riconosce la necessità di intervenire ma anche la difficoltà di disegnare un nuovo modello di determinazione dei corrispettivi trasporto. Nella consapevolezza che una riforma complessiva non può essere immediata, è importante agire come Sistema-Italia su due fronti:

- 1) promuovendo a livello europeo un nuovo modello di determinazione dei corrispettivi di trasporto che favorisca un uso efficiente delle infrastrutture e una strutturale convergenza dei prezzi tra i diversi *hub* europei;
- 2) agendo affinché sia garantita dalle Autorità estere una corretta determinazione delle tariffe, evitando che trasferiscano ingiustificatamente costi ai consumatori dei Paesi destinatari dei flussi di gas di transito quali l'Italia.

Per questo, riteniamo importante che ARERA operi in cooperazione con ACER e con i regolatori esteri per individuare le migliori soluzioni atte a favorire la concorrenza nel mercato nazionale, la sicurezza, la diversificazione e l'economicità degli approvvigionamenti con riferimento alla definizione di opportuni regimi regolatori sovranazionali per la realizzazione di infrastrutture di interesse transnazionale

### **OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare**

Sempre nell'ottica di promuovere un quadro coerente di regole europee e nazionali, si ritiene opportuna la valutazione prefigurata con la linea di intervento "b" dell'OS.23 - secondo cui è necessario favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti, oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese.

Per quanto riguarda più specificamente i processi di assegnazione delle concessioni di distribuzione del gas è evidente come questi siano gravati da incertezze che, persistendo, continuano a generare ritardi.

Le principali incertezze riguardano il trattamento regolatorio degli investimenti inseriti nel piano di sviluppo offerto in gara. A questa criticità se ne aggiungono diverse altre, tra cui, in estrema sintesi:

- oggettive complessità tecnico/amministrative connesse allo sviluppo del processo (a titolo esemplificativo e non esaustivo: le esigenze di coordinamento tra Enti locali, la raccolta di un'imponente mole di dati dai gestori, l'applicazione delle Linee guida per il calcolo del VIR, la raccolta di tutta la documentazione da parte delle stazioni appaltanti e l'attività di controllo degli scostamenti VIR-RAB da parte dell'Autorità, nonché di analisi dei bandi di gara);



- presenza di successivi interventi normativi che hanno condotto alla “cristallizzazione” di situazioni in cui gli Enti locali – in relazione alle concessioni pregresse – percepiscono canoni più alti di quelli che potranno derivare dalle gare per Atem, disincentivando la Stazione Appaltante ad accelerare il processo volto al nuovo affidamento del servizio;
- necessità di emanazione di normative primarie, per rendere più efficace quanto già previsto dalla Legge annuale per la Concorrenza 2017 in tema semplificazione della verifica degli scostamenti VIR-RAB e quanto già apprezzabilmente posto in essere al riguardo da parte da ARERA.

Sempre con riferimento alle gare d’Atem, al fine di favorire la razionalizzazione delle nuove gestioni, dovrebbero essere adottati indirizzi volti a favorire l’unitarietà di gestione e proprietà delle infrastrutture. Modelli misti, con la proprietà degli impianti in parte del gestore e in parte dell’Ente locale, risultano sicuramente di più complicata amministrazione e razionalizzazione. In tale logica, la gara d’Atem potrebbe anche rappresentare il momento in cui gli Enti locali cedono all’affidatario della gestione la proprietà di eventuali *asset* detenuti, liberando risorse che gli stessi Enti potrebbero proficuamente impiegare per altri investimenti e/o attività per il territorio. Dato che una simile evoluzione favorirebbe un’ulteriore razionalizzazione delle gestioni, la cessione degli *asset* degli Enti locali, attualmente prevista a RAB, potrebbe essere incentivata e consentita a VIR.

Riguardo l’impatto tariffario della differenza VIR-RAB riconosciuta al gestore subentrante e derivante dal quadro sopra delineato, si ritiene peraltro che questo potrebbe essere sostanzialmente riassorbito, tenendo conto della quota-parte di gestori che si riconfermano (per i quali la tariffa viene calcolata in continuità sulla RAB e non sul VIR) e delle efficienze realizzabili per le gestioni d’ambito nel nuovo periodo regolatorio.

Per quanto concerne invece le misure a sostegno dello sviluppo di una mobilità sostenibile (linea strategica “d” dell’OS.23) si ritiene che i *target* di riduzione delle emissioni climalteranti nel settore dei trasporti richiedano la progressiva sostituzione di carburanti tradizionali e più inquinanti con combustibili alternativi a basso impatto ambientale, tra cui, non solo il vettore elettrico, ma anche il gas naturale (che porta una consistente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e degli inquinanti locali) e il biometano (a zero emissioni complessive). In quest’ottica si ritiene che sia necessaria un’azione congiunta e coordinata non solo a livello di politiche ambientali, ma anche sul piano industriale e sociale, che porti allo sviluppo della mobilità alternativa a basse emissioni.

In tema di efficienza energetica - linea di intervento “e” dell’OS.23 -, si ritiene in generale che essa rappresenti una delle strade fondamentali da perseguire per l’evoluzione del sistema energetico. Si valutano quindi positivamente le iniziative finalizzate ad aumentare, a livello nazionale, il numero di interventi di efficienza

energetica in particolare nei settori industriale, terziario e trasporti in grado di produrre anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE o “Certificati Bianchi”).

Al riguardo, pur nella consapevolezza del perimetro di competenze che residuano in capo all’Autorità in materia di titoli di efficienza energetica (TEE) e sebbene il tema del contributo tariffario riconosciuto ai distributori obbligati al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico ad essi assegnati non trovi esplicita trattazione nella consultazione sul quadro strategico, si ritiene opportuno - in ragione del considerevole costo del meccanismo sul sistema - formulare, con l’occasione, qualche sintetica considerazione.

I costi per i TEE, sostenuti dalle imprese di distribuzione per un obbligo normativo e nel perseguimento di un interesse generale, impattano - come noto - in misura molto significativa sui conti delle imprese di distribuzione, prima ancora che sul sistema e sui consumatori.

In una situazione come quella attuale, con scarsa disponibilità di TEE e prezzi dei titoli stabilmente superiori rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto, il meccanismo dei certificati bianchi, se non adeguatamente calibrato, comporta sempre più pesanti oneri impropri, senza possibilità di recupero, per i distributori obbligati, che si trovano nella condizione di compratori certi e sanzionabili nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, ma costretti ad operare su un mercato ormai strutturalmente corto, sostenendo costi di acquisto per i titoli superiori di almeno 10 euro rispetto al massimo valore del contributo riconosciuto.

La conseguenza per i soggetti obbligati è una perdita secca di almeno 10 euro per ogni titolo per raggiungere obiettivi di efficienza energetica posti in capo ad essi da norme/disposizioni di legge nel perseguimento dell’interesse generale (e che invece per i soggetti obbligati dovrebbero risultare del tutto “passanti”). In questa situazione il distributore non ha leve per svolgere l’auspicato ruolo di *market maker* che la regolazione sembrerebbe voler implicitamente indirizzare.

Ferma restando la necessità di interventi a carattere più strutturale da parte delle istituzioni competenti per una revisione del meccanismo, si ritiene che anche l’Autorità, oltre a promuoverne l’adozione, dovrebbe rivedere alcuni aspetti riguardanti le modalità di definizione del contributo tariffario spettante ai soggetti obbligati che, oltre le previsioni normative, accentuano la penalizzazione per i soggetti obbligati. Pertanto, pur nella consapevolezza che la regolazione del meccanismo dei TEE è oggi in larga misura formulata da altre istituzioni (Ministero dello Sviluppo Economico - in primis - e GSE), si auspica che l’Autorità possa comunque svolgere un ruolo proattivo di stimolo per l’evoluzione del sistema in ottica di una sempre maggiore efficacia ed equilibrio, nell’interesse del sistema e dei consumatori, che ne sopportano il costo. D’altro lato, per quanto riguarda gli aspetti di più stretta competenza dell’Autorità, con particolare riferimento alle modalità di riconoscimento

del contributo tariffario ai distributori, si ritiene necessario un intervento che, nel rispetto delle altre normative in essere, possa garantire l'effettiva neutralità dei distributori - fintanto che tali imprese continueranno ad essere individuate quali soggetti obbligati - rispetto ai costi che derivano dal funzionamento del meccanismo dei TEE.

Si segnala infine che, l'introduzione di agevolazioni sull'energia elettrica previste dal decreto del Mise 21 dicembre 2017 ed eventuali future agevolazioni sul gas metano per le aziende considerate energivore ha creato un meccanismo vizioso che disincentiva gli investimenti in progetti di efficienza energetica. Si propone pertanto di promuovere un'incentivazione di aziende energivore solo a fronte di un obbligo ad intraprendere un piano di interventi di efficienza energetica.

*Si ringrazia per l'attenzione prestata alle osservazioni formulate.*