

Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico
Audizioni periodiche - Roma, 11 e 12 luglio 2017

Intervento di Ester Benigni
Responsabile Affari Regolatori e Mercato Gruppo A2A

Premessa

Buongiorno a tutti. Desidero ringraziare l'Autorità per l'occasione di ascolto che oggi viene offerta anche al Gruppo A2A.

Esprimo il nostro apprezzamento per le modalità con cui l'operato dell'Autorità si è svolto, improntato alla **condivisione degli obiettivi e alla discussione aperta** con gli operatori, a maggior ragione in questa sede in cui viene data l'opportunità di un confronto diretto e costruttivo sull'attuazione del *Quadro Strategico 2015-2018*, definito ormai tre anni fa, che orienterà l'azione di questa Autorità fino al termine del suo mandato.

Collaborazione tra istituzioni e azienda

Abbiamo sempre ritenuto che, pur nel rispetto del ruolo e dell'autonomia di ciascuno, **la collaborazione ai diversi livelli, lato istituzioni e lato azienda, sia essenziale** per contribuire alla trasformazione e allo sviluppo dei mercati dell'energia e dei servizi ad essa connessi.

e

Dialogo

Il **dialogo** è una delle linee guida su cui A2A fonda il proprio piano strategico e in questa direzione ci siamo sempre mossi per promuovere un confronto aperto con istituzioni e *stakeholder*.

Prima di entrare nel merito delle tematiche di maggiore interesse per A2A nell'ultimo anno di regolazione, sottolineo che oggi rappresento le società del Gruppo, incluse quelle del Gruppo LGH, di cui A2A ha acquisito una quota del 51% lo scorso agosto 2016. Come noto, siamo attivi in tutti i settori regolati: elettricità, gas, servizio idrico e teleriscaldamento.

Il costante dialogo con il territorio è confermato dalla volontà fortemente perseguita dal Gruppo di introdurre a favore dei clienti finali un sistema di conciliazioni paritetiche ADR estese a tutti i settori (anche servizio idrico e TLR) affiancato alle tutele previste per i settori dell'energia elettrica e gas dall'Autorità.

La tenuta del sistema è a rischio

Come l'anno passato, l'intervento di A2A guarda innanzitutto alle reti: mi preme ricordare che il **principio fondante della liberalizzazione** del settore dell'energia è quello dell'**accesso non discriminatorio alla rete** che il gestore ha l'obbligo di concedere ai soggetti che intendono operare nei segmenti liberi della filiera e che si attua nel nostro Paese, oltre che nella definizione di una tariffa da parte dell'Autorità, anche attraverso la separazione tra attività regolate e libere.

Regole di accesso inadeguate

Tuttavia oggi le regole che definiscono il *third party access* nei nostri mercati, in particolare in quello della fornitura di energia elettrica, stanno producendo una grave crisi nei rapporti negoziali tra distributori e venditori, con un incremento preoccupante delle situazioni di inadempienza e delle condotte opportunistiche e fraudolente da parte di questi ultimi, proprio in una fase in cui si vorrebbe imprimere un'accelerazione al processo di liberalizzazione attraverso il superamento dei regimi di tutela di prezzo.

Esprimiamo, in proposito, la nostra preoccupazione per l'equilibrio del sistema di relazioni economiche che caratterizza il mercato elettrico e per gli impatti negativi che le dinamiche descritte possono avere sui consumatori – in termini di costi e qualità dei servizi – nonché sugli operatori virtuosi, penalizzati da un meccanismo di selezione degli attori del mercato non adeguato.

Chiediamo interventi che garantiscano una corretta selezione dei venditori per una chiara ed adeguata definizione di ruoli e responsabilità tra i *player*, e supporteremo l'Autorità nelle azioni migliorative che vorrà intraprendere, nei limiti delle proprie competenze.

Regole innovative per la transizione nel mercato all'ingrosso

Alla descritta situazione di **deterioramento del *third party access*** si contrappongono gli sforzi innovativi e di frontiera del legislatore e del regolatore per **favorire la transizione verso un nuovo modello di mercato elettrico all'ingrosso**, capace di integrare la generazione rinnovabile – anche attraverso la valorizzazione della capacità termoelettrica programmabile e flessibile – e di stimolare l'offerta di risorse di flessibilità da parte della domanda. Tali sforzi sono apprezzabili, così come è apprezzabile la sperimentazione di nuovi schemi e meccanismi nel mercato: per questi, riteniamo che il punto di maggiore attenzione sia la **salvaguardia dei segnali di prezzo** che le dinamiche di mercato producono, **per non distorcere o limitare la portata incentivante dei nuovi strumenti**.

Attendiamo provvedimenti importanti per il settore del teleriscaldamento

Il 2016 e, soprattutto, i primi mesi del 2017, hanno segnato un'accelerazione nel processo di regolazione del **settore del teleriscaldamento**. I procedimenti di maggiore impatto per gli operatori sono senza dubbio quelli sulla qualità contrattuale del servizio e sui contributi di allacciamento: ci aspettiamo che le regole in via di definizione producano **oneri non trascurabili e difficilmente recuperabili attraverso i prezzi** del servizio, in ragione del fatto che questi ultimi sono vincolati al costo del riscaldamento con gas naturale. Auspichiamo che le decisioni finali dell'Autorità siano equilibrate e favorevoli ad un effettivo sviluppo del settore del TLR, in linea con lo spirito delle norme che ne hanno previsto la regolazione.

1. Mercato elettrico all'ingrosso

Segnali di prezzo

Le mie considerazioni sul funzionamento del mercato elettrico all'ingrosso e sul ruolo della regolazione sono legate da **un filo rosso**, già evidenziato nella Premessa: nella misura in cui non si realizzino evidenti fallimenti di mercato, è **necessario lasciare che il mercato esprima i propri segnali di prezzo agli operatori**, a favore del conseguimento di risultati efficienti.

1.1 Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: opportuno un intervento sullo *strike price*

Implementazione urgente capacity market

Partendo dalla remunerazione della capacità, l'implementazione di un meccanismo di *capacity market* nel nostro Paese assume, oramai, un carattere di vera e propria urgenza. Al continuo sviluppo della generazione rinnovabile si affiancano crescenti criticità nell'offerta di capacità "convenzionale": criticità di natura contingente – come l'ampia indisponibilità di capacità nucleare in Francia e

Svizzera, tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 – e di più lungo termine – come le decisioni di *phase-out* dei parchi a carbone e nucleari di alcuni Paesi europei.

Come noto, tali difficoltà hanno indotto Terna ad adottare una serie di misure cautelative per dotare il sistema di ulteriore riserva a salire, da attivare in caso di emergenza. Ciò è avvenuto *in primis* attraverso il richiamo in servizio di centrali termiche poste in conservazione e il mancato assenso alla fermata definitiva di alcuni impianti di generazione economicamente marginali.

Salvaguardia dei segnali di breve termine

Il ruolo del *capacity market* è quello di inviare al mercato segnali specifici sugli scenari di lungo termine, consentendo un'adeguata e coordinata pianificazione di scelte di investimento, disinvestimento e mantenimento in esercizio delle risorse di generazione. Il perseguimento di tale obiettivo non deve compromettere i segnali di breve termine, fondamentali per la localizzazione degli investimenti, per il mantenimento in efficienza e il miglioramento della performance degli impianti esistenti e per lo sviluppo di nuove risorse di flessibilità (*demand side response*).

Allentare il vincolo costituito dallo strike price

Il meccanismo italiano è quasi pronto per l'avvio. Come ultimo *step* riteniamo **fondamentale, per preservare i corretti segnali di prezzo, prevedere l'innalzamento dello strike price dei contratti per la remunerazione della capacità**: occorre, infatti, evitare che vi siano eccessive interferenze di natura regolatoria, ancorché indirette, sui prezzi dei mercati *short term* e *forward*.

Una soluzione potrebbe essere l'individuazione del prezzo secondo quanto previsto da Terna e dall'Autorità nell'ambito del progetto pilota per la partecipazione al mercato delle unità virtuali abilitate di consumo (UVAC).

1.2 Impianti in conservazione e barriere all'uscita: servono regole certe e misure di compensazione

Vorrei tornare su quanto accennavo in precedenza circa il richiamo in servizio, da parte del TSO, di impianti posti in conservazione o destinati alla dismissione. Anche alcune unità di produzione del Gruppo A2A sono state interessate, tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017, da una simile misura.

Impatto delle misure di richiamo per A2A

A fronte degli obblighi di messa in esercizio, imposti dal TSO sulla base di una misura legislativa del 2003 (concepita in un contesto di mercato sensibilmente differente da quello attuale), e dei costi che da tali obblighi derivano, **non è prevista al momento alcuna compensazione economica**: nei casi di richiamo il rischio imprenditoriale che l'operatore riesce a contenere mettendo in conservazione l'impianto è forzatamente ri-allocato sull'operatore stesso, senza alcun ristoro. Da un'altra prospettiva, il rischio di sistema – che si manifesterebbe in termini di *spike* di prezzo e di problemi di sicurezza da gestire per il TSO – è trasferito sull'operatore: il sistema ottiene maggior capacità in offerta, mentre l'operatore non copre con certezza la totalità dei costi incrementali per il ritorno in esercizio, soprattutto perché non conosce il numero di ore in cui l'impianto richiamato risulterà realmente necessario al sistema.

Trasferimento dei rischi, dal sistema ai produttori

Come dimostrato da vicende recenti, a quanto appena detto si aggiunge il vincolo determinato dalla non chiara linea di demarcazione tra condotte giudicate opportunistiche e riconducibili a potenziali abusi/manipolazioni di mercato e condotte associate alla libera attività di mercato, in cui l'operatore ottimizza sotto il profilo economico i propri *asset* al fine di garantirsi la copertura dei costi.

Principio UE di libertà di uscita dal mercato

Strumenti di compensazione ad integrazione della remunerazione della capacità

CCGT principali destinatari delle modifiche regolatorie

Disattesi gli obiettivi di flessibilità ed economicità

Meccanismo ex-post per conferimento capacità gas è nostro first best

In altre parole lamentiamo, anche se non nei confronti dell'Autorità, la **forte incertezza normativa che riguarda la messa in conservazione volontaria degli impianti di generazione** e la gestione della stessa. E' opportuno sottolineare l'importanza del **principio di libertà di uscita degli operatori dal mercato e della rimozione di eventuali barriere**, principio sancito anche dal "Clean Energy Package". E' urgente la definizione di percorsi chiari e responsabilità ben definite.

I problemi descritti si faranno più acuti con l'avvio del *capacity market*. l'eventuale capacità che, in esito alle aste, risultasse non aggiudicataria non troverebbe regole certe per operare una scelta di messa in conservazione o di dismissione, nonostante a tale decisione non dovrebbe essere frapposto alcun impedimento. Anche in questi casi **l'eventuale impossibilità del TSO di disporre della capacità dovrebbe trovare soluzione in meccanismi di compensazione opportunamente definiti.**

1.3 Conferimento capacità di trasporto gas per i CCGT: preferibile un meccanismo ex-post

L'Autorità ha appena adottato la delibera 512/2017/R/gas che completa il set di regole che caratterizzano il progetto pilota relativo al conferimento di capacità gas presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano impianti termoelettrici. Tale intervento appare necessario soprattutto per i CCGT per i quali è imposta la riattivazione da parte di Terna per esigenze di sicurezza del sistema.

Non possiamo esimerci dall'osservare come l'attuale progetto pilota risulti più orientato a **prevenire i picco di prezzo sul mercato elettrico** che a promuovere gli obiettivi di flessibilità ed economicità sanciti dal legislatore nel 2012 con il DL n.83. Come evidenziato anche dall'Autorità, le prime verifiche sugli esiti del progetto mostrano un insuccesso del meccanismo: il ricorso al prodotto giornaliero è stato nettamente marginale rispetto al ricorso al conferimento annuale.

Sull'insuccesso hanno pesato certamente alcuni elementi chiave di disegno del meccanismo – ad esempio la penale di supero, molto simile al valore del prodotto giornaliero, e l'assenza dello sconto distanza nella prenotazione giornaliera – ma la ragione fondamentale dello scarso ricorso al prodotto giornaliero è da ricercarsi nel fatto che un meccanismo di conferimento ex-ante della capacità mal si sposa con l'imprevedibilità dei picchi di carico degli impianti di generazione.

A tal proposito, **ribadiamo la nostra preferenza per un meccanismo di valorizzazione della capacità a consuntivo**, basato sul volume giornaliero prelevato. Una simile modalità avrebbe il vantaggio di evitare che errori di valutazione degli operatori in relazione all'andamento del mercato elettrico vengano recepiti nel mercato gas, a scapito dell'efficienza di entrambi i mercati.

1.4 Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici: evitare discriminazioni tra risorse

Come riconosciuto dalla stessa Autorità, l'attuale sistema di regolazione economica degli sbilanciamenti effettivi non assolve appieno al proprio obiettivo, ossia la valorizzazione della flessibilità della produzione e dei carichi. Cause di tale difetto di funzionamento sono le agevolazioni concesse agli operatori della domanda e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Favorevoli a
meccanismo cost-
reflective...

e a trattamento
non
discriminatorio

Necessario un
riassetto
complessivo del
disegno di
mercato

Valorizzazione a
costi medi dello
sbilanciamento
per le UP abilitate

Condividiamo il
disegno dei
progetti pilota,
ma necessaria
valutazione ex-
post

Segnali di prezzo
più adeguati per
la più ampia
partecipazione
possibile

Abbiamo accolto positivamente la proposta di realizzare un meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti maggiormente *cost-reflective*, correggendo le distorsioni presenti nel calcolo del segno.

Sottolineo però l'urgenza di adeguare *in toto* il sistema italiano alle linee guida europee, assumendo come metodologia di definizione del valore degli sbilanciamenti il *single pricing* per tutte le risorse del sistema.

Nell'ottica di A2A, l'assetto di mercato nel quale un meccanismo di *single pricing* esplica appieno i propri benefici deve essere caratterizzato da **neutralità tecnologica**, intesa come assenza di discriminazioni nella valorizzazione degli sbilanciamenti tra differenti risorse, siano queste unità di produzione abilitate a MSD, non abilitate, o unità di consumo. Altre caratteristiche di tale assetto devono essere una metodologia di calcolo del segno zonale che non consenta la sua determinabilità, un sistema di pubblicazione ed aggiornamento dell'algoritmo di determinazione del segno (e delle sue singole componenti) il più vicino possibile al tempo reale, un meccanismo di aggiustamento continuo delle posizioni fino ad 1 ora prima del *delivery* e modalità di offerta a portafoglio (mantenendo la separazione tra consumo e generazione) che consentano di scambiare agevolmente risorse anche alla luce dei segnali di prezzo e delle informazioni sullo stato di bilanciamento del sistema.

Infine da sempre abbiamo sottolineato l'imprescindibilità di un **intervento immediato anche sulla metodologia di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di produzione abilitate**, la cui penalizzazione è evidente alla luce delle misure proposte dall'Autorità. Nell'attesa dell'estensione, da realizzare al più presto, della valorizzazione a *single price* alle suddette unità, A2A ha segnalato la necessità di modificare le regole di determinazione del prezzo di sbilanciamento, nel senso di **utilizzare come riferimento per le offerte accettate sul mercato di bilanciamento i prezzi medi ponderati invece dei prezzi marginali**, collegandosi ancora una volta alle linee guida europee e alle valutazioni della stessa Autorità riguardo all'eccessivo onere attribuito alle unità in questione in conseguenza alla valorizzazione a prezzi marginali.

1.5 Riforma del dispacciamento: favorire la più ampia partecipazione

Non posso che esprimere l'apprezzamento del Gruppo A2A per l'avvio dei progetti pilota per l'abilitazione della domanda, della produzione ad oggi non abilitata e degli accumuli alla partecipazione a MSD.

Condividiamo, in generale, i criteri di definizione dei progetti e segnaliamo l'importanza di mantenere il requisito di abilitazione costituito da una potenza non superiore a 5 MW, in considerazione del carattere sperimentale del pilota. In ogni caso **sarà fondamentale l'analisi degli esiti delle prime procedure di assegnazione per correggere tempestivamente le eventuali criticità.**

I primi esiti delle aste di approvvigionamento a termine hanno, tuttavia, mostrato una ridotta risposta del mercato.

Ciò segnala come, se si escludono i consumatori già "capacitati" dall'esperienza nella fornitura di servizi di interrompibilità, **l'ampia platea di potenziali rappresentanti abbia bisogno di un meccanismo con maggiore attrattività, almeno in una fase iniziale.** Ci riferiamo al corrispettivo fisso e allo *strike price*

dell'asta a termine che risultano poco appetibili per un consumatore al fine di introdurre modifiche dei propri processi produttivi (spostamento di carico).

2. Infrastrutture elettriche e del gas

2.1 *Third party access*: le garanzie per l'uso della rete e il nodo degli oneri generali di sistema

Crisi dell'attuale modello di accesso non discriminatorio

La liberalizzazione e lo sviluppo della concorrenza si fondano su **un'equa e robusta disciplina dell'accesso alle reti**: nel settore elettrico il **modello fondato sulla garanzia di accesso non discriminatorio rischia di entrare in una grave crisi** che sta avendo ripercussioni sull'evoluzione del mercato in senso concorrenziale, proprio in una fase in cui si vorrebbe imprimere un'accelerazione, quella finale, al processo di liberalizzazione (vedi DdL Concorrenza).

Faccio riferimento alle criticità degli ultimi mesi relativamente ai rapporti negoziali tra distributori e fornitori di energia elettrica. Queste trovano certamente una delle cause nell'**incertezza normativa e regolatoria che caratterizza il modello di gestione/riscossione del gettito degli oneri generali di sistema**, addebitati all'interno delle tariffe di distribuzione e divenuti una componente molto "pesante" della bolletta.

I recenti pronunciamenti del TAR Lombardia, che hanno annullato le disposizioni regolatorie recanti l'inclusione degli oneri generali di sistema a carico dei clienti finali nella quantificazione delle garanzie contrattuali per il servizio di trasporto dell'energia elettrica, hanno evidenziato la **fragilità del modello in essere**, che continua a prevedere che siano i distributori, a garanzia dell'intero sistema, a versare alle istituzioni competenti gli oneri generali, indipendentemente dall'avvenuta riscossione degli stessi.

In esito a tali sviluppi, alcuni fornitori hanno minacciato la riduzione non solo dell'importo delle garanzie ma anche dei pagamenti, fino addirittura a richiedere la restituzione di quanto versato ai distributori a suo tempo ma non già riscosso dai clienti.

Soluzioni condivise per la tenuta del sistema

Alla luce di quanto sopra, è urgente l'**identificazione condivisa di un modello di gestione/riscossione degli oneri di sistema che allochi in modo equo le responsabilità dei diversi soggetti a vario titolo interessati**, che sia accompagnato dal rafforzamento delle **misure di prevenzione e contrasto alla morosità dei clienti finali** e, in ultima istanza, da **meccanismi perequativi** finalizzati alla salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario dell'intera filiera.

Rivedere garanzie

E', inoltre, urgente la **rivisitazione della disciplina delle garanzie** richieste per l'accesso alle reti di distribuzione nella direzione di un allineamento verso quanto previsto dal Codice di rete del trasporto gas, redatto da Snam Rete Gas, e dal Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete redatto da Terna, ai fini di un'efficace tutela degli operatori e dell'intero sistema.

E', inoltre, parimenti urgente che l'Autorità dia celere seguito al procedimento avviato con la **delibera 109/2017 che ha previsto l'introduzione di meccanismi volti a riconoscere un'adeguata e proporzionale compensazione ai distributori rispetto all'eventuale mancato incasso degli oneri generali di**

sistema che alcune società di vendita non stanno più versando ai distributori in quanto non incassati dai clienti finali.

Meccanismi di reintegro per i distributori

Il meccanismo di reintegro deve opportunamente tutelare i distributori anche in caso di inadempimento rispetto ai corrispettivi di trasporto. La disciplina tariffaria dei servizi di distribuzione, trasmissione e misura, pur riconoscendo il rischio di mancato incasso del fatturato che mediamente caratterizza la relativa attività di impresa nel contesto nazionale (parametro beta nel WACC), risulta inadeguata rispetto al verificarsi di gravi condotte come quelle sopra richiamate. La necessità di adottare misure di ulteriore copertura in caso di eccezionali situazioni di morosità è contemplata dalla medesima Autorità e va attuata quanto prima (al riguardo si richiama il *Considerato* di pag. 3 della delibera 609/2015).

Modello per il riconoscimento degli investimenti nella distribuzione gas

2.2 Costi standard della distribuzione gas

Uno dei principali punti di discussione del 2016 ha riguardato il **futuro modello di riconoscimento degli investimenti effettuati nelle reti di distribuzione del gas naturale**. Dopo un lungo e proficuo confronto tra soggetti regolati e il regolatore il modello individuato è quello basato sulla definizione di **costi standard**, combinati con opportuni meccanismi di condivisione dei rischi/benefici con gli utenti finali.

La definizione di un modello regolatorio basato su tali elementi rappresenta una grande sfida teorica, tecnica e operativa, per le indubbe difficoltà derivanti dalla definizione di un prezzario adeguato e degli opportuni correttivi, nonché dagli sforzi di rendicontazione periodica. Tale sfida è stata raccolta dagli operatori che hanno tempestivamente avviato iniziative di collaborazione per valutare le possibili declinazioni di tale modello e del suo funzionamento.

Importante sfida teorica e pratica

Ciò non di meno, si ritiene necessario sottolineare che un tale modello non è scevro da criticità.

Criticità per gare gas e specificità del territorio

In primis, lo si ritiene **difficilmente applicabile ad ambiti territoriali per cui sono già stati presi impegni in sede di gara** per l'affidamento del servizio e, pertanto, si reputa opportuno prevedere che sia applicato solo a quegli ambiti per cui la gara non è stata bandita al momento della pubblicazione del provvedimento definitivo.

Un altro elemento di criticità è la **necessità di bilanciamento tra la semplicità tecnico-operativa del modello e la sua capacità di cogliere le differenze di costo intercorrenti tra le varie aree del Paese**.

2.3 Reti elettriche: in attesa dei TOTEX è necessario tenere conto dei diversi costi operativi

Rinnoviamo l'apprezzamento per l'attività regolatoria finalizzata alla definizione dei criteri di remunerazione delle reti e per l'introduzione di meccanismi di regolazione di tipo *output-based* (anche se i progetti sulle colonne montanti non sono partiti!). Restano, tuttavia, alcuni aspetti su cui invitiamo ad un'ulteriore riflessione.

TOTEX: trasparenza e corretto riconoscimento Opex

Per quanto riguarda la distribuzione e misura dell'energia elettrica, ci aspettiamo che il nuovo meccanismo "TOTEX" garantisca un forte aumento della trasparenza e della visibilità prospettica dei riconoscimenti tariffari e, soprattutto, riteniamo che tale nuova impostazione possa garantire **il giusto riconoscimento dei costi operativi**, come già avviene nel settore della distribuzione del gas e in quello della vendita dell'energia elettrica nel servizio di maggior tutela, dove è

prevista **una differenziazione del “costo riconosciuto” basata sulla dimensione dell’operatore**, così da intercettare correttamente il livello dei costi operativi sostenuti valorizzando le economie di scala, e in ultima analisi garantire l’equilibrio economico-finanziario del singolo operatore.

Attualmente, nella distribuzione elettrica, l’applicazione di un costo riconosciuto medio unico per tutti gli operatori si traduce in un trasferimento di risorse dagli operatori di dimensioni minori verso quello di maggiori dimensioni in grado di conseguire maggiori economie di scala e con più elevati margini di efficientamento.

Siamo certi che la nuova impostazione regolatoria contribuirà a superare tale situazione e, di conseguenza, dichiariamo sin da ora la nostra piena disponibilità al confronto con il l’Autorità sul tema, confronto che speriamo possa partire al più presto con l’avvio delle consultazioni sulla materia.

Auspicio che parta subito consultazione

2.4 Contributo tariffario TEE: i distributori rischiano di pagare una parte dei costi del meccanismo

Con le nuove regole introdotte dalla delibera 435/2017/R/Efr per la fissazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE) la crescita dei prezzi dei titoli - determinata da dinamiche esogene e non controllabili dai distributori - rischia di tradursi in un **aggravio di costi proprio per gli stessi distributori**.

Con la modifica del parametro che fissa in rialzo lo scostamento tra i prezzi di mercato, a cui si approvvigionano i distributori, e il contributo tariffario, **sui soggetti obbligati viene a gravare un costo non riconosciuto pari a 4 €/TEE**, costo che, invece, dovrebbe essere del tutto passante.

Con le nuove regole il costo dei TEE non sarà passante per il distributore

In un mercato con prezzi in aumento, nella visione prospettica di una futura restrizione dell’offerta di TEE, sia per effetto delle modifiche nelle modalità di quantificazione ed emissione, sia per l’oggettivo aumento dei costi marginali sottesi alle future iniziative di efficienza energetica, **i distributori**, per quanto possano attuare comportamenti virtuosi in un contesto di regime regolato, **si troveranno a sopportare maggiori costi non riconosciuti con importanti perdite economiche**.

A ciò si aggiunge un’**ulteriore difficoltà nell’approvvigionamento dei TEE per via dell’introduzione del criterio di competenza**, in sostituzione di quello di cassa, per la corresponsione del contributo. L’adozione del criterio di competenza rischia di limitare gli effetti positivi della flessibilità prevista dal Decreto ministeriale 11 gennaio 2017 – che prevede la possibilità di adempimento in 2 anni – in quanto spingerà verosimilmente i soggetti obbligati ad acquistare TEE nel primo anno d’obbligo al fine di avere una certezza sulla copertura dei costi, concentrando la domanda e andando in controtendenza rispetto alle previsioni del GSE di soddisfacimento degli obblighi con il rischio di aumentare la pressione sui prezzi.

3. Mercato Retail

3.1 La liberalizzazione del mercato retail: criticità e scenario evolutivo

DdL Concorrenza e scenario evolutivo

A2A sta seguendo con attenzione il percorso di evoluzione dei regimi di tutela delineato dal DdL Concorrenza e il parallelo percorso di riforma intrapreso dall'Autorità al fine di promuovere l'"uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela" (deliberazione 271/2015/R/com, c.d. Roadmap).

La Tutela SIMILE non ha avuto successo

L'Autorità ha già provveduto a riformare le modalità di determinazione delle condizioni economiche nell'ambito del servizio di maggior tutela (**Maggior Tutela Riformata**) in un'ottica di evoluzione verso il servizio universale e, contestualmente, ha avviato il regime di **Tutela SIMILE** al fine di agevolare i clienti di dimensioni minori nel passaggio al mercato libero. Purtroppo tale intervento, che avrebbe dovuto fungere da raccordo con le tempistiche di abbandono dei regimi di tutela allora previste dal DdL Concorrenza, non ha conseguito i risultati sperati in termini di interesse e dinamismo dei clienti.

Di tale proposta abbiamo, ad ogni modo, avuto modo di apprezzare la rilevanza data ai principi della "volontarietà" e della "scelta" con riferimento sia ai clienti – che possono decidere se aderirvi o meno e con quale operatore - sia ai venditori che hanno potuto valutare le opportunità offerte dal nuovo contesto.

Occorre adesso, però, disegnare con attenzione lo scenario evolutivo che farà seguito alle disposizioni del DdL Concorrenza, sempre continuando a salvaguardare e ad incentivare il **ruolo attivo e consapevole dei clienti**, ed evitando **interventi eccessivamente invasivi e costringenti del libero mercato**.

I vincoli dell'offerta PLACET e la "distrazione" di risorse

Le risorse degli operatori devono, infatti, essere impiegate nello sviluppo di nuovi prodotti ed iniziative a favore dei clienti e non essere rivolte solo ad adempiere agli obblighi regolatori. In questo senso desta preoccupazione l'introduzione dell'**offerta PLACET**, la quale, ben al di là delle disposizioni di cui al DdL Concorrenza, introduce un rigido paradigma contrattuale e lo sviluppo di un eccessivo numero di offerte, tutto ciò a detrimento delle risorse disponibili per il mercato libero.

Tale scenario evolutivo dovrà anche essere in grado di **incentivare efficacemente la fuoriuscita dei clienti dai regimi di tutela verso il mercato libero**. In tal senso è evidente come il costante riferimento a tariffe e prezzi artificialmente più bassi rispetto alle offerte del mercato libero (quali sono quelli attualmente previsti per la Maggior Tutela Riformata e applicati ai contratti di Tutela Simile, la quale è concepita essenzialmente come uno sconto sulla componente a copertura dei costi riconosciuti) introduca segnali contraddittori nei confronti dei clienti e non incoraggi lo *switching* al mercato libero.

Infine, il percorso di fuoriuscita dei clienti dai regimi di prezzo dovrà prevedere una adeguata tutela dei soggetti che fino ad oggi hanno servito tali clienti sulla base di disposizioni legislative, attraverso opportuni **meccanismi a garanzia della mancata copertura dei costi fissi**, in considerazione della necessità di tenere conto del perseguimento dell'equilibrio economico-finanziario di tali soggetti.

Il meccanismo introdotto dall'Autorità avente tale finalità risulta inadeguato, o meglio diventa efficace solo in presenza di tassi di uscita dei clienti tutelati notevolmente superiori a quelli fisiologicamente registrati negli ultimi anni, risultando pertanto inapplicabile da parte degli operatori.

Da qualche anno, contestualmente al proliferare del numero di venditori, assistiamo al verificarsi di gravi condotte inadempienti, se non a casi di vera e propria frode, a danno del sistema e degli stessi clienti finali che – come noto – sono i destinatari di eventuali aggravii economici derivanti da fallimenti del sistema.

La fiducia nel mercato: un elenco dei venditori

Sono necessari strumenti efficaci in grado di consentire l'accesso alla rete e al mercato ai soli operatori affidabili, le cui condotte non costituiscano una minaccia per l'intera filiera, inclusi i clienti finali. Tra questi è urgente l'adozione di un **elenco dei venditori che contempli vincoli stringenti inerenti la solidità economico-finanziaria e le risorse operative detenute dalle imprese**. Ciò a maggior ragione in considerazione del fatto che questi stessi operatori dovranno rifornire i clienti domestici e di piccole dimensioni nell'imminente scenario di abbandono dei regimi di tutela. Ad oggi tale strumento è contemplato nel testo del DdL Concorrenza ed è quanto mai opportuno che non venga depotenziato a beneficio del corretto sviluppo di un mercato pienamente concorrenziale.

Riconoscimento costi: semplificare e includere costi passati (banche dati gas)

3.2 Unbundling Funzionale e Debranding

Trattando di distribuzione e vendita A2A ha sempre mostrato serietà ed impegno nell'adempiere alle previsioni in tema di *unbundling* funzionale, anche quando riteneva eccessive le misure imposte e sostenendo ingenti costi (anche organizzativi e gestionali) non sempre tutti riconosciuti.

In particolare mi riferisco all'obbligo di separazione fisica delle banche dati imposto sia ai distributori di energia elettrica che di gas relativamente a cui ci aspettiamo che la consultazione di cui al DCO 307/2017 sia in grado di eliminare definitivamente le storture generate dal previgente modello regolatorio.

Nel corso del 2016 **abbiamo creato Unareti**, la nuova società delle infrastrutture di distribuzione del Gruppo A2A, ed attuato **le misure imposte per la separazione tra l'attività di vendita al mercato libero e il servizio di maggior tutela**.

Perplessità separazione mercato libero / mercato tutelato

Queste ultime **suscitano molte perplessità** non solo per la loro invasività, che rischia di introdurre elementi di inefficienza (si pensi all'inevitabile aumento dei tassi di morosità conseguente alla necessità di separare le politiche di comunicazione e, quindi, modificare il brand che appare sulle bollette) ma soprattutto perché creano maggiore confusione in quel consumatore che stiamo cercando di *capacitare*.

4. Servizio Idrico Integrato

Benefici della regolazione sugli investimenti

Lo abbiamo sottolineato in più occasioni e in più sedi: grazie all'intervento del regolatore **il settore idrico italiano ha finalmente raggiunto l'importante obiettivo della definizione di una regolazione tariffaria completa**.

Anche se appare ancora lontano il livello di investimenti realizzati nei principali paesi europei, **certezza e stabilità regolatorie hanno prodotto un incremento degli investimenti idrici pro-capite**: gli operatori hanno ora a disposizione tariffe più coerenti con i costi che sostengono e hanno la possibilità di ricorrere a fonti di finanziamento alternative.

Obiettivi:

Mi permetto di indicare **due obiettivi** per l'Autorità che riteniamo debbano essere ancora perseguiti appieno.

1) selezionare i gestori

In primo luogo, la selezione ed **esclusione delle gestioni meno efficienti**, non in grado di sostenere la rapida evoluzione del sistema e le implementazioni, particolarmente sfidanti, a cui gli operatori sono chiamati oggi per fornire servizi di maggiore qualità.

2) promuovere l'ulteriore miglioramento della governance

In secondo luogo, il **miglioramento del sistema di governance del settore**, che affianca il regolatore nazionale indipendente ai regolatori locali. Solo il disaccoppiamento tra la definizione delle priorità e criticità del territorio e le relative decisioni tariffarie potrà favorire gli investimenti necessari al superamento delle infrazioni europee.

Purtroppo constatiamo che **l'obiettivo di responsabilizzazione degli Enti di Governo dell'Ambito (EGA) è stato raggiunto solo con riferimento ad una minoranza degli ambiti**: nella maggior parte dei casi le decisioni continuano ad essere prese sulla base dell'opportunità politica di breve periodo, concentrandosi spesso sull'analisi dell'incremento della tariffa, piuttosto che sull'entità degli investimenti sottesi e necessari al superamento delle infrazioni

Riteniamo sia urgente una più incisiva azione di "formazione" dell'Autorità per la crescita del sistema, finalizzata alla miglior comprensione ed applicazione dei provvedimenti da parte degli EGA – **ivi incluso il rispetto delle scadenze** – anche mediante il loro attivo coinvolgimento. Parallelamente, è opportuno procedere con la responsabilizzazione degli utenti del servizio, soprattutto per promuovere l'utilizzo efficiente della risorsa.

L'occasione della misura

Un'occasione per conseguire i risultati appena auspicati è quella della **regolazione della "misura" della risorsa idrica**, assieme all'articolazione tariffaria applicata.

In merito al primo aspetto si auspica un intervento dell'Autorità, nell'alveo dei poteri ad essa riservati dal DM 93/17 di recente emanazione, al fine di **consentire agli operatori la necessaria gradualità di sostituzione dei misuratori** onde evitare eccessivi oneri per gli stessi in considerazione delle tariffe già destinate a sanare le criticità del settore.

In merito al secondo punto, pur condividendo l'obiettivo di trasferire mediante la tariffa segnali di prezzo nei confronti degli utenti, **non si ritiene perseguibile l'introduzione dell'articolazione tariffaria pro-capite** come proposta nel DCO 251/2017/R/idr. Ciò in quanto la domanda della risorsa idrica appare rigida ed il rilevante costo di implementazione (e successivo aggiornamento) del data base utenti sotteso a tale articolazione potrebbe non tradursi in un pari beneficio per gli utenti – su cui comunque graverebbero i costi di tale meccanismo.

Accelerazione dell'attività di regolazione

5. Teleriscaldamento

Il 2016 è stato caratterizzato dall'emanazione di un **numero cospicuo di DCO** nel settore del teleriscaldamento, i principali finalizzati alla definizione degli **standard di qualità** e delle **modalità di determinazione dei contributi di allacciamento**.

Preoccupazione per la redditività degli investimenti

Pur apprezzando lo sforzo di analisi e monitoraggio del settore svolto dall'Autorità, esprimiamo la **forte preoccupazione per le possibilità di sviluppo del settore** che, a fronte dei rilevanti benefici ambientali collegati ai sistemi di produzione e distribuzione dell'energia che lo caratterizzano, risulta caratterizzato da un **tasso di ritorno degli investimenti non in linea con quello degli altri settori**

infrastrutturali, anche in ragione del fatto che l'accesso ai meccanismi di incentivazione che dovrebbero consentire la valorizzazione delle suddette esternalità positive è reso difficoltoso da un quadro normativo incompleto e lacunoso.

Necessari equilibrio e gradualità nelle decisioni per non penalizzare il teleriscaldamento nella competizione con altre tecnologie

In questo contesto è **necessario, per quanto concerne le responsabilità affidate al Regolatore, ricercare soluzioni equilibrate e graduali che permettano di realizzare** gli obiettivi delle norme che hanno previsto la regolazione nazionale, *in primis* quello di favorire lo **sviluppo del settore** (ex D.Lgs 102 del 2014).

Le suddette soluzioni non dovrebbero avere come conseguenza un aggravio eccessivo degli oneri in capo agli operatori, in considerazione del fatto che tali **maggiori costi** – si pensi all'implementazione di sistemi di monitoraggio di indicatori di qualità e ai relativi obblighi informativi – **difficilmente possono trovare riconoscimento nei prezzi finali**, nella gran parte dei casi collegati al costo di riscaldarsi con il gas naturale. Il teleriscaldamento, in tali casi, rischierebbe di perdere di competitività rispetto ai sistemi di riscaldamento "diffusi" alimentati da fonti convenzionali fossili, con cui è in piena concorrenza.