

AUDIZIONI PERIODICHE AEEGSI 2017

Memoria Edison

Roma, 12 luglio 2017

Edison Spa

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

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

1. PREMESSA

- Il testo che segue ha come traccia il documento di Rendicontazione delle attività AEEGSI nel periodo giugno 2016 – maggio 2017, pubblicato proprio in funzione delle Audizioni. Il contesto regolatorio in cui operiamo è sotto molti profili già ben delineato nei suoi orientamenti generali, ma in fase di completamento negli elementi di dettaglio. Il rendiconto AEEGSI è di grande utilità pratica al fine di tirare le fila dei singoli provvedimenti attuativi delle linee strategiche delineate da AEEGSI nel proprio Quadro quadriennale.
- Stante il perimetro di attività del Gruppo Edison le considerazioni ruoteranno intorno ai temi del mercato retail, del mercato all'ingrosso e della produzione elettrica, dell'efficienza energetica, del mercato all'ingrosso gas e degli asset regolati gas.

2. RETAIL

- **Percorso di riforma delle tutele di prezzo e aumento della concorrenza sul mercato finale (con focus specifico sul settore elettrico).**

Si tratta certamente dell'evoluzione più importante che il design del mercato retail dovrà affrontare nel prossimo futuro.

Il quadro di riferimento normativo è ormai da alcuni anni oggetto di dibattito parlamentare nell'ambito del percorso di approvazione del cd. DdL Concorrenza, che nella sua versione attuale prevede la rimozione della tutela di prezzo a partire dal 1 luglio 2019.

Nel corso degli ultimi mesi l'Autorità ha introdotto (o proposto di introdurre a breve) una serie di misure regolatorie volte ad accompagnare il sistema verso la fine della tutela. Tra queste segnaliamo in particolare:

- a) l'avvio, dal 1 gennaio 2017, del meccanismo di Tutela SIMILE e
- b) la proposta di porre, in capo ai venditori, un obbligo di presentare delle offerte a condizioni standardizzate, le cd. Offerte PLACET.

Con riferimento a questi due interventi:

- Evidenziamo *in primis* come i risultati finora registrati dalla Tutela SIMILE (circa 4.000 richieste di adesione registrate a luglio 2017 vs 7,5 milioni di contratti offerti dai venditori partecipanti) abbiano confermato i timori da noi espressi l'anno passato circa le possibilità di effettivo successo di questo meccanismo, per sua costruzione rivolto a consumatori che già abitualmente utilizzano il web, propensi al cambiamento e quindi capaci di orientarsi fra le offerte del Mercato Libero.
- Riportiamo inoltre la nostra preoccupazione circa l'introduzione di offerte PLACET, così come disegnate nel DCO 204/2017. In particolare, l'elevato numero di offerte da implementare, oltre che

l'eccessiva complicazione della struttura e delle formule di prezzo proposte, potrebbero avere l'effetto opposto rispetto a quello desiderato di aumentare la capacitazione dei consumatori. Temiamo inoltre conseguenze negative sulle dinamiche concorrenziali del mercato, laddove la disponibilità dell'offerta PLACET scoraggi i consumatori dall'esplorare opzioni con strutture diverse e servizi a valore aggiunto, che potrebbero altrimenti risultare preferite a quella standard.

Al fine di evitare che l'introduzione delle offerte PLACET abbia un esito analogo a quanto verificatosi per la Tutela SIMILE, traducendosi in un aggravio di costi per gli operatori non accompagnato da proporzionati benefici per il sistema ed i consumatori finali, riteniamo indispensabile:

- Rimandare ogni obbligo di introduzione di offerte PLACET all'effettiva scomparsa dei regimi di tutela, onde evitare l'aggiunta di ulteriore complessità ad una situazione che, prevedendo la coesistenza tra diversi mercati (tutela, tutela simile, libero) già di per sé non favorisce l'orientamento dei clienti,
- Restringere l'ambito di destinazione delle offerte PLACET ai soli clienti domestici,
- Semplificare le formule di offerta prevedendo, per ciascun mercato (elettrico e gas) un'unica formula a prezzo variabile.

Ci preme inoltre sottolineare come la buona riuscita, in termini di concorrenzialità e pluralismo, del processo di apertura del mercato finale non possa prescindere da un'adeguata gestione del periodo transitorio, finalizzata ad evitare uno svuotamento del bacino di clienti tutelati in esito alla messa in pratica, da parte dei fornitori storici, di pratiche non rispettose della concorrenza, che facciano impropriamente leva sugli evidenti vantaggi competitivi di cui godono. Tra le misure che consideriamo fondamentali vi è certamente la definizione di un'appropriata disciplina della comunicazione sul fine tutela. In particolare, a nostro avviso dovrebbero da subito essere previste misure finalizzate a informare adeguatamente e in modo "terzo" il consumatore circa la fine della tutela e a disciplinare con rigore comunicazioni aziendali specificatamente mirate al passaggio infragruppo, definendo messaggi/modalità standard per queste comunicazioni.

È inoltre opportuno che le Autorità competenti (AEEGSI, AGCM) esercitino una rigorosa verifica del reale enforcement della disciplina già vigente (es. rispetto delle previsioni di *unbundling* da parte degli operatori verticalmente integrati e delle norme antitrust).

- **Smart Metering di seconda generazione.**

Edison ha seguito attivamente il processo di definizione del quadro regolatorio per l'installazione e la messa in servizio dei nuovi misuratori 2G, che partendo dalla delibera 87/2016 è poi proseguito con un lungo iter consultivo che ha portato all'approvazione del piano di messa in servizio di e-distribuzione (delibera 222/2017), fissandone la data di partenza al 1 gennaio 2017 e condizionandolo al rispetto di alcune condizioni specifiche. Abbiamo in particolare apprezzato che tra queste condizioni AEEGSI abbia incluso la previsione di una sperimentazione e di un connesso monitoraggio delle performance in situazioni reali della comunicazione *end-to-end* sulla *chain 2*, il canale di comunicazione tra contatore e

cliente. In quanto soggetto portatore di un concreto interesse alla ricerca ed allo sviluppo di servizi post – contatore innovativi per i propri clienti (interesse peraltro già manifestato nel 2013 con l’avvio della commercializzazione di Edison Energy Control, un dispositivo “accoppiato” al contatore elettronico in grado di mettere a disposizione del cliente i propri dati di consumo), riteniamo che il corretto funzionamento della *chain 2* sia fondamentale per lo sviluppo di servizi ad alto valore aggiunto per i consumatori.

In materia di “*energy footprint*”, condividiamo inoltre con l’Autorità l’importanza della piena centralizzazione delle misure 2G all’interno del Sistema informativo integrato (SII), funzionale anche a migliorare la messa a disposizione al cliente finale dei dati storici di consumo. Edison è sempre stata parte attiva e promotrice di questo percorso di sviluppo del SII, collaborando fattivamente con AEEGSI al raggiungimento dell’obiettivo di efficientare e razionalizzare la messa a disposizione dei dati di misura sia verso gli utenti del trasporto che verso i consumatori.

- **Gestione della morosità e Codice di rete tipo per il servizio di trasporto.**

Recenti sentenze del Consiglio di Stato e del TAR hanno annullato alcune parti delle del.612/2013 e 268/2015 relative al Codice di Rete Tipo della Distribuzione Elettrica, stabilendo inoltre alcuni importanti principi in merito alla ripartizione delle responsabilità per l’esazione e il versamento degli oneri generali afferenti il sistema elettrico (OdS):

- 1) I clienti finali sono i soggetti che, dal punto di vista giuridico ed economico, sono obbligati a sostenere i costi per la copertura degli OdS;
- 2) Non esiste una norma che attribuisca all’Autorità il potere di imporre ai venditori la prestazione di garanzie in favore dei distributori, con riferimento alle obbligazioni che non sono proprie di tali soggetti (tra cui gli oneri di sistema non incassati presso i clienti finali).

Edison ha apprezzato il tentativo dell’Autorità, esperito mediante la pubblicazione della delibera 109/2017, di districare il complesso contesto di incertezza regolatoria venutosi a creare in esito a queste sentenze. Ci troviamo tuttavia a constatare come anche la delibera 109/2017 sia attualmente sospesa per decisione del Consiglio di Stato, rendendo così difficile ipotizzare una rapida conclusione della vicenda.

L’incertezza del quadro descritto comporta importanti complessità gestionali, anche nell’operare quotidiano, che rendono urgente l’individuazione di una soluzione “di sistema” all’intera problematica, che ne disciplini i diversi profili e che preveda, già nell’immediato, l’adozione di misure atte a mitigare le principali criticità.

In particolare, riteniamo opportuno un intervento lungo due direttrici:

- 1) La prima riguarda il necessario contrasto al fenomeno della morosità, sia attraverso un rafforzamento degli strumenti già in essere, sia con l’introduzione di nuove misure, anche alla luce delle *best practices* europee. Occorrerà intervenire sia nella fase ex-ante, con strumenti che rafforzino la capacità del

venditore di valutare correttamente il profilo di solvibilità del cliente prima di acquisirlo, che nella fase ex-post, con misure che consentano un più agevole recupero dell'insoluto da parte del venditore. A titolo di esempio la riflessione potrà vertere: sull'introduzione di una banca dati dei clienti morosi (in particolare dei Clienti che hanno manomesso il contatore), su un rafforzamento del servizio di pre-check, sull'adozione del blocco dello *switching*, sulla definizione di procedure semplificate per consentire la chiusura per morosità dei contatori cosiddetti "inaccessibili" e su un efficientamento e potenziamento dell'attuale Sistema Indennitario.

- 2) La seconda linea di intervento dovrà invece riguardare le modalità di riscossione degli oneri di sistema, per cui "il modello a tendere" dovrebbe riconoscerne la natura parafiscale. In questo caso, le relative modalità di riscossione e di gestione del rischio di credito potranno essere quindi mutate da quanto recentemente disposto per il Canone Rai, prevedendo un ruolo attivo dell'Agenzia delle Entrate con particolare riferimento al recupero degli insoluti.
- 3) Nella piena consapevolezza che questo processo evolutivo non potrà essere immediato, proponiamo che nel transitorio si adotti rapidamente una soluzione che, pur avendo un impatto minimo sull'impianto regolatorio e sui flussi informativi ed economico-finanziari in essere lungo la filiera, garantisca sin da subito una corretta allocazione del rischio credito. In particolare, questa soluzione si configurerebbe lasciando l'attività di riscossione (fatturazione, incasso, gestione del credito) degli oneri di sistema in capo al venditore, ma prevedendo al contempo che, qualora abbia diligentemente posto in essere le procedure di recupero del credito, gli sia garantito il rimborso degli oneri di sistema non riscossi. Si tratterebbe dunque di mutuare l'esperienza già ad oggi in campo per il servizio di Salvaguardia del settore elettrico, ma con tempi ridotti.

3. REGOLAZIONE MERCATO INGROSSO E PRODUZIONE ELETTRICA

- **Capacity market.**

Uno dei principali tasselli volti a definire un market design rinnovato del settore elettrico italiano è certamente quello relativo all'introduzione del meccanismo di remunerazione della capacità compatibile con la disciplina europea, in particolare con le linee guida sugli aiuti di stato. Il processo è in corso e nell'ultimo anno si sono avute diverse consultazioni, sia di Terna, sia della stessa Autorità, volte a meglio definire gli aspetti considerati ancora potenzialmente critici dalla Commissione Europea e necessari all'approvazione finale della disciplina da parte della Commissione stessa. Riteniamo che l'obiettivo di sistema dovrebbe essere oggi quello di giungere alla conclusione positiva del processo di notifica, entro l'estate del 2017 in modo da prevedere l'implementazione operativa del mercato della capacità già nel 2018.

Sempre in questo ambito, si segnala che negli ultimi mesi Terna ha espresso parere contrario alla messa fuori servizio definitiva di alcuni impianti di generazione in conservazione a causa di problemi di adeguatezza sulla rete, dovuta a fenomeni quali la fermata degli impianti nucleari francesi o le scarse

disponibilità idriche. Per questi impianti, ma non solo, servirebbe definire modalità di riconoscimento dei costi necessarie a garantirne la sostenibilità e al contempo la necessaria adeguatezza del sistema e a non alterare i necessari segnali di mercato.

- **Riforma MSD.**

Un secondo tassello importante del processo di aggiornamento del market design italiano è la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Edison, dopo la consultazione svolta nel giugno 2016, ha apprezzato la pubblicazione della delibera 300/2017/R/eel che ha avviato l'apertura del mercato per il servizio di dispacciamento alla domanda elettrica, alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non ancora abilitate e ai sistemi di accumulo, tramite progetti pilota con il duplice fine di acquisire elementi utili per la riforma organica del dispacciamento e di rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento. In questa ottica, Edison auspica quanto prima la definizione di nuovi servizi ad oggi non remunerati (ad esempio, la regolazione della tensione) e l'implementazione di forme di approvvigionamento delle risorse di dispacciamento anche tramite pagamento della capacità (ossia, della riserva). Questa modalità permetterebbe anche lo spostamento della *gate closure* di MI a ridosso del tempo reale in modo da consentire, da un lato, un'ottimale definizione del programma di immissione/prelievo e, dall'altro, il giusto coordinamento con il Mercato dei servizi di dispacciamento.

Un'ultima osservazione è relativa alle attività di integrazione europea dei mercati elettrici, per cui si auspica che il processo di implementazione sia condotto in modo da favorire, con particolare riferimento ai mercati di bilanciamento, la concorrenza completa dei diversi operatori, definendo regole omogenee relativamente a tutti gli aspetti che influenzano lo scambio di risorse tra i diversi paesi.

- **Sbilanciamenti.**

Nel corso degli ultimi due anni (2015 e 2016) la disciplina degli sbilanciamenti elettrici è stata oggetto di notevole interesse da parte dell'AEEGSI, che ha apportato graduali modifiche atte a contenere e scoraggiare comportamenti opportunistici messi in atto da alcuni operatori.

Sul tema si possono distinguere due ambiti di intervento ben distinti:

- 1) In primo luogo la regolazione delle partite pregresse relative agli sbilanciamenti effettivi degli anni 2012, 2013 e 2014, oggetto di una regolazione d'urgenza da parte di AEEGSI, cui ha fatto seguito un complesso iter giudiziale che ha portato all'annullamento di rilevanti delibere (342/12 e 285/13).

Edison ha apprezzato l'avvio da parte di AEEGSI di uno specifico procedimento finalizzato a disciplinare il pregresso e ha condiviso i principi che hanno guidato la riflessione nei due documenti di consultazione sul tema che sono seguiti. Si è apprezzata altresì la conclusione del processo di consultazione con la Deliberazione 333/16, che ha consentito agli operatori che hanno agito in buona fede, come Edison, di vedersi applicata la "disciplina standard", che ha previsto misure analoghe a quelle vigenti al momento in cui gli operatori hanno programmato le proprie immissioni ed i propri prelievi, evitando così di scontare penalizzazioni sul pregresso.

La Società, infine, venuta a conoscenza di un ricorso - portato avanti da alcuni operatori - avverso la deliberazione 333/16, ha deciso di intervenire “*ad adiuvandum*” dell’Autorità.

- 2) Per quanto concerne il design della disciplina futura, si comprende come una revisione organica della normativa necessiti di una miglior finalizzazione della regolazione di riferimento a livello europeo. In attesa della disciplina di regime, che vedrà l’utilizzo dei prezzi nodali, durante l’anno 2016 e nel primo semestre dell’anno 2017 si è assistito alla pubblicazione di provvedimenti transitori (come ad esempio l’introduzione del sistema misto *single-dual price*) che non hanno consentito di operare in un contesto regolatorio stabile e definito.

Le misure indicate nell’ultima deliberazione 419/17 (introduzione dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonali e del nuovo algoritmo per il calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale) troveranno applicazione a partire dal secondo semestre del 2017 e andranno a riformare profondamente la disciplina degli sbilanciamenti con l’obiettivo di eliminare le criticità insite nel meccanismo vigente ed esprimere un segnale di prezzo coerente con il valore dell’energia scambiata in tempo reale.

Nel merito preme sottolineare come le modalità di determinazione del prezzo di sbilanciamento incidano in modo rilevante sulle scelte di pricing contrattuali delle società di vendita e la chiusura dei contratti commerciali sia avvenuta, proprio in questi ultimi mesi, a fronte di uno scenario prospettico incerto, che di fatto vede la regolazione previgente come principale riferimento.

In ottica futura risulta importante che eventuali interventi normativi, soprattutto se volti a definire una valorizzazione nodale degli sbilanciamenti, siano comunicati agli operatori con tempistiche adeguate, al fine di:

- non alterare l’equilibrio economico di contratti già stipulati;
- rendere consapevoli le società di vendita dei futuri scenari regolatori al momento della stipula dei contratti per gli anni a venire.

Inoltre riteniamo necessario condividere con gli operatori la definizione dei nodi o degli *hub* rilevanti, la relativa metodologia di definizione o raggruppamento e i dati calcolati a consuntivo, con le modalità proposte, degli anni precedenti.

- **Apertura tavolo regolazione reti private.**

Con la delibera 539/15, inerente la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, l’AEEGSI ha introdotto i principi per l’individuazione delle reti e delle linee private per le quali sussiste l’obbligo di messa a disposizione al concessionario del servizio di trasmissione/distribuzione. In relazione a ciò, l’AEEGSI si è tra l’altro impegnata a disciplinare i criteri e le condizioni economiche in base ai quali il concessionario del servizio di trasmissione o distribuzione può usufruire delle infrastrutture con l’obbligo di messa a disposizione, anche attraverso la costituzione di un apposito tavolo tecnico.

Edison è titolare di 16 infrastrutture storicamente utilizzate dal distributore per la connessione alla rete elettrica di diverse utenze per l’erogazione del servizio di distribuzione.

Fra di esse vi sono alcune reti (ca. 13) costruite a servizio degli impianti idroelettrici del gruppo ed utilizzate dal distributore locale per connettere utenze montane e che vengono gestite sulla base di accordi esclusivamente commerciali risalenti al 2002.

Le restanti sono state ereditate da contesti Montedison, oppure realizzate per connettere centrali di Edison alla rete pubblica insieme a utenze industriali localizzate nelle vicinanze. Per questi asset è stata avviata una interlocuzione con e-distribuzione volta alla cessione dell'infrastruttura o alla connessione dei clienti finali alla rete pubblica mediante la realizzazione di nuovi collegamenti, seguendo il criterio di maggior economicità per il sistema.

A valle di una prima riunione con l'Autorità sul tema tenutasi a giugno 2017, è stato indetto un incontro con e-distribuzione finalizzato a: dare evidenza degli aggiornamenti inerenti gli impegni presi da e-distribuzione nel 2015, individuare le criticità principali ed elaborare un piano per i futuri passi da intraprendere.

In attesa che il distributore connetta i clienti alla rete pubblica, l'obiettivo è arrivare, nel più breve tempo possibile e comunque entro fine 2017, alla stipula di convenzioni per ogni singola infrastruttura utilizzata dal soggetto concessionario, che regolino sia le condizioni economiche che i reciproci impegni con il distributore locale nel periodo transitorio.

4. EFFICIENZA ENERGETICA E TELECALORE

- **Riforma tariffaria degli oneri di sistema.**

Per quanto riguarda la promozione delle iniziative di efficienza energetica, una parte importante è legata alla revisione della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per gli utenti non domestici, in attuazione di quanto previsto dalla normativa primaria. Come anche evidenziato dall'Autorità nel documento di consultazione del 2016, lo spostamento di una parte degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici sulla quota fissa e sulla potenza impegnata diminuirà la convenienza degli investimenti a favore dell'efficienza energetica e degli impianti di autoproduzione (rinnovabili e cogenerativi). Un sistema tariffario rimodulato sulla riduzione della componente variabile avrà ripercussioni sia sulle iniziative future che su quelle esistenti. Le prime avrebbero maggiore difficoltà ad attrarre finanziatori terzi (ESCo e/o banche) posticipando gli interventi complessi e favorendo la sola sostituzione tecnologica a fine vita utile di una parte degli impianti oggi disponibili presso i clienti. Le seconde vedrebbero un impatto sul cash flow atteso e di conseguenza sulla profittabilità dell'investimento già effettuato. Queste considerazioni si sommano all'incertezza della disciplina e del meccanismo dei TEE dove continua, anche dopo la pubblicazione delle nuove linee guida, a riscontrarsi e a persistere la necessità di una maggiore definizione e stabilità delle regole, con particolare riferimento alle modalità di accesso al meccanismo TEE, anche ai fini delle successive verifiche. Per questi motivi, si auspica che la definizione della nuova struttura tariffaria possa discostarsi quanto meno possibile da quella attuale in modo da consentire nuove iniziative, anche a fronte delle aperture della nuova Strategia

Energetica Nazionale all'efficienza energetica e a progetti pilota, nel breve e medio periodo, di nuovi Sistemi di Distribuzione Chiusi.

- **Telecalore.**

Durante il 2017, l'Autorità ha avviato il disegno della regolazione del servizio di teleriscaldamento e di teleraffrescamento con alcuni documenti di consultazione volti alla definizione della regolazione della qualità del servizio e della regolazione tariffaria, in particolare per quanto concerne i contributi di allacciamento e l'esercizio del diritto di recesso da parte dell'utenza. Edison ritiene importante prima di procedere con ulteriori documenti di consultazione arrivare al completamento del procedimento avviato con delibera 111/2017/R/tlr, finalizzato all'introduzione di obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio di telecalore, che possano evidenziare i limiti delle attività e le relative modalità di gestione. In assenza di un contesto più definito, si ritiene, infatti, difficile poter procedere correttamente alla valutazione delle diverse proposte. Ad ogni modo, Edison ritiene essenziale definire modalità semplificate, come anche fatto in altri settori regolati, introducendo obblighi differenziati basati sulla dimensione dell'operatore, prevedendo quindi opportuni meccanismi di gradualità, capaci di tutelare anche piccole realtà diffuse su zone limitate del territorio. In generale, infatti, la gestione del telecalore, abbinata anche all'impiego di progettualità innovative (BIM e BEMS negli edifici, EMS nei processi industriali etc.¹), può essere una leva importante per la riqualificazione degli edifici, rendendoli efficienti sotto il profilo energetico e riducendo i costi dell'energia per le famiglie e le imprese.

5. REGOLAZIONE MERCATO INGROSSO GAS

- **Nuovo regime di bilanciamento gas, in applicazione del Regolamento Europeo 312/2014.**

Il nuovo mercato del bilanciamento, avviato a partire dal mese di ottobre 2016, ha reso centrale il ruolo dell'utente nel bilanciare la propria posizione, introducendo al contempo importanti miglioramenti nel sistema gas italiano, basti pensare da un lato alla messa a disposizione di nuovi strumenti di bilanciamento (es: sessioni di rinomina intraday orarie su trasporto e stoccaggio, flessibilità intra-day sui terminali LNG, aste di capacità di trasporto intra-day sulle interconnessioni con l'estero, nonché aste *short term* per capacità addizionale di stoccaggio) e dall'altra all'ampliamento del set informativo a disposizione degli utenti per bilanciarsi (es. nuovi flussi informativi sul gas day, relativi sia alla posizione di bilanciamento dell'utente sia alla posizione di bilanciamento dell'intero sistema).

Tuttavia, rimangono da superare alcune criticità, legate in primis ad un uso più flessibile della risorsa stoccaggio. Il sistema Italia è infatti passato dall'uso esclusivo dello stoccaggio quale strumento di bilanciamento, all'imposizione di «vincoli stringenti» al suo uso impiego, che ne limitino l'utilizzo come

¹ BIM (Building Information Modelling); BMS (Building Management System); EMS (Energy Management System)

strumento di bilanciamento, soprattutto nel corso del giorno gas, quando si riduce il set di strumenti a disposizione dell'utente per bilanciare la propria posizione. Edison ritiene pertanto prioritaria l'introduzione di misure che incrementino la flessibilità della punta di stoccaggio esistente, al fine di permettere agli shippers di disporre delle necessarie risorse per il bilanciamento giornaliero delle proprie posizioni.

Riteniamo inoltre opportuno lavorare ulteriormente nella direzione di aumentare la liquidità dell'MGas e l'efficienza del sistema di bilanciamento nel suo complesso, ad esempio attraverso una maggiore trasparenza delle informazioni delle risorse messe a disposizione degli utenti (es conoscenza della capacità disponibile per le aste *short term*, ad oggi non nota *ex-ante*), ma anche delle risorse utilizzate dal Responsabile del Bilanciamento (stoccaggio/MGS e line-pack), mediante una revisione periodica del sistema di incentivazione, per renderlo maggiormente efficace.

- **Revisione allocazione capacità di trasporti in riconsegna utenti termoelettrici.**

Edison ha accolto con favore alcune delle misure adottate da AEEGSI nell'ambito del progetto pilota avviato con delibera 336/2016/R/Gas, che vanno nella direzione da noi chiesta in risposta ai precedenti DCO; ci riferiamo, in particolare, alla possibilità per gli operatori termoelettrici di scegliere liberamente i diversi prodotti di capacità, il mantenimento dello sconto distanza sul prodotto annuale e il mantenimento dell'attuale impianto tariffario/allocativo ai punti di uscita della rete.

Per quanto riguarda la quantificazione del coefficiente moltiplicativo della capacità giornaliera, recentemente posto uguale a 7, ci preme evidenziare che, se da un lato è indubbio che un coefficiente così elevato permetta di limitare l'ammacco di ricavi per Snam, dall'altro l'invarianza dei ricavi sul solo settore termoelettrico non può che comportare una valorizzazione troppo alta del fattore moltiplicativo applicabile al corrispettivo per la capacità giornaliera, scoraggiandone l'utilizzo. Non a caso, proprio nel recente documento di consultazione sulla fase II del progetto pilota, la stessa AEEGSI ha evidenziato come nel corso del 2017 il prodotto giornaliero sia stato richiesto in pochissime circostanze.

Al contrario, un'invarianza dei ricavi di Snam garantita attraverso il complesso dei punti della rete di trasporto regionale potrebbe da un lato sostenere la definizione di un coefficiente moltiplicativo a valori più "ragionevoli", a vantaggio di tutti gli operatori termoelettrici e non unicamente di impianti con un coefficiente di utilizzo molto basso, e dall'altro determinare un minore impatto in termini di variazione, negli anni a venire, del corrispettivo CRr applicato alla generalità degli utenti del trasporto.

A nostro avviso, solo con la rimozione dell'invarianza dei ricavi sul termo si potrebbe implementare un progetto pilota che vada realmente incontro alle esigenze di flessibilità del settore; diversamente il progetto non può che configurarsi come una redistribuzione del gettito tra utenti termo, senza un reale beneficio del settore nel suo complesso.

- **Introduzione dei criteri di mercato per l’allocazione della capacità di rigassificazione.**

Edison ha apprezzato la volontà di AEEGSI di introdurre una prima discussione circa i meccanismi di mercato per l’assegnazione della capacità di rigassificazione, mediante il DCO 714/2016, discussione che si rende necessaria anche alla luce dell’evoluzione del contesto nazionale ed internazionale avvenuta negli ultimi anni.

Riteniamo importante che la riforma del processo di conferimento della capacità di rigassificazione giunga a compimento quanto prima. Inoltre, secondo Edison, andrebbe ricercato quanto più possibile un equilibrio tra la minimizzazione del costo sostenuto dal sistema per garantire i ricavi ai terminali (tramite il corrispettivo CVfg ad oggi posto in capo agli utenti del trasporto) e la valorizzazione della capacità al prezzo di mercato.

In tal senso, con riferimento al valore della capacità *short term*, ci pare ragionevole esprimere il prezzo di riserva in funzione del differenziale di prezzo tra il costo del GNL per l’Italia e il prezzo al PSV, mentre, per quanto riguarda la definizione di un prezzo di riserva per la capacità spot siamo contrari ad un suo valore posto pari a 0, in quanto la capacità rischierebbe di essere sistematicamente valorizzata ad un livello inferiore al reale valore. Ciò non aiuterebbe a coprire una quota parte dei ricavi dei terminali, in quanto i soggetti disposti, almeno teoricamente, a comprare capacità ad un valore superiore a 0 acquisterebbero invece la capacità a titolo gratuito. Non ci sembra quindi che tale proposta vada nella direzione di limitare l’esborso per il sistema, tenuto a pagare il corrispettivo CVFG a copertura dei ricavi mancanti dei terminali. In aggiunta, la scelta di fissare un prezzo di riserva pari a 0 pare incomprensibile proprio per la capacità spot, per cui dovrebbero essere più facilmente reperibili le quotazioni per la stima del differenziale di prezzo (stante le difficoltà sopra espresse).

Infine, riteniamo importante che venga colta da parte di AEEGSI l’occasione di regolare la materia in maniera esaustiva e completa. Dovrebbero cioè essere disciplinati tutti gli aspetti di pertinenza, anche quelli che – stante le attuali condizioni di mercato – appaiono meno urgenti. Ci riferiamo in particolare alle regole di accesso della capacità long term, che ad oggi non viene richiesta dagli operatori, ma che in futuro potrebbe tornare ad essere di interesse. Diversamente, si sprecherebbe l’occasione di giungere ad una disciplina complessiva del settore. In tal senso ci auguriamo che siano previste ulteriori consultazioni su questo aspetto specifico nel corso del 2017.

- **Revisione della struttura dei corrispettivi gas.**

- a) Revisione tariffe di trasporto gas (2010-2013) a seguito della sentenza del ricorso di Enel Trade.**

L’ultimo anno è stato caratterizzato in maniera sostanziale dall’evoluzione del contenzioso tariffario relativo al ricorso di Enel Trade avverso la disciplina delle tariffe di trasporto del periodo 2010 - 2013.

Con la deliberazione 550/2016/R/GAS, l’Autorità, tenendo conto delle pronunce giurisdizionali, ha rideterminato i criteri di regolazione del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, per il periodo 2010-2013, prevedendo tra l’altro di confermare il criterio di riparto tra componente di capacity

e componente di commodity (cd. criterio di ripartizione 90:10) e di prevedere, in materia di disciplina del gas per il funzionamento delle centrali di compressione, il passaggio da un conferimento in natura a un conferimento monetario, mantenendo la logica del diverso contributo dei vari punti di entry alla copertura dei costi di funzionamento delle centrali di compressione, per tenere conto in particolar modo della distanza dal punto di entrata al baricentro del mercato.

Non possiamo che condividere i contenuti della delibera 550/2016/R/GAS dell'AEEGSI, che ha tra l'altro recepito le nostre osservazioni ai DCO che si sono susseguiti nel corso dell'anno, e rimaniamo in attesa degli ulteriori sviluppi del contenzioso legale in essere. (Ricordiamo infine che, nel corso dell'anno, anche Edison si è costituita in giudizio, proprio a sostegno della delibera 550/2016/R/GAS).

b) Criteri per il quinto periodo di regolazione delle tariffe.

È di recentissima pubblicazione il DCO 413/2017/R/GAS "*Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione*" in cui si illustrano gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla proroga degli attuali criteri di regolazione oltre la scadenza del quarto periodo (31 dicembre 2017) e i primi orientamenti in materia di tariffe per il quinto periodo di regolazione.

Non possiamo che rimandare ad una fase successiva i commenti al nuovo impianto tariffario proposto.

Tuttavia, in questa fase, si vuole evidenziare che Edison:

- considera di fondamentale importanza che qualsiasi misura proposta, sia a livello normativo che a carattere più strettamente regolatorio, venga valutata con attenzione rispetto al rapporto costi benefici per il sistema e alle *tempistiche di implementazione*. Per quanto riguarda il primo aspetto, pur favorevoli ad un recupero dei ricavi di trasporto con una percentuale superiore al 50% dai punti di exit, riteniamo importante considerare le implicazioni che una differente ripartizione tra corrispettivi in entrata e in uscita potrebbe avere in termini di maggior costo della capacità in uscita sulla clientela termoelettrica. Andrebbe fatta una riflessione più approfondita circa l'impatto complessivo di una futura revisione tariffaria del trasporto gas sul mercato elettrico italiano nel suo complesso, alla luce del ruolo rilevante rivestito dalla produzione termoelettrica quale fonte di flessibilità per il sistema elettrico.

Con riferimento, invece, alle tempistiche, è importante che il futuro quadro tariffario venga comunque completato in tempi brevi, in modo tale da agevolare un contesto di maggiore certezza per le future negoziazioni di contratti di importazione;

- ritiene che altrettanta attenzione debba essere rivolta alle misure in grado di influenzare le dinamiche competitive tra fonti di importazioni, in particolare nord/sud, o che siano potenzialmente discriminatorie tra approvvigionamenti di breve e lungo termine, sia per non scoraggiare la creazione

dell'hub Italiano del gas, sia per non ridurre la diversificazione delle forniture, con impatti in termini di sicurezza del sistema.

c) Riforma dei corrispettivi variabili applicati al gas immesso nei punti di entrata.

L'attività di razionalizzazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas ad oggi applicate ai quantitativi di gas immessi in rete, avviata da AEEGSI nel 2015, ha previsto l'eliminazione di alcune componenti tariffarie applicate a monte del PSV e l'introduzione di nuove componenti (rispettivamente CRVi, CRVos, CRVbl) da applicarsi al gas prelevato ai punti di riconsegna della rete di trasporto.

Tuttavia, rimangono ad oggi ancora applicati al gas immesso in rete i corrispettivi CVfg (a copertura del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione) e Φ (a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità di trasporto su rete regionale CRr).

In relazione a tale tematica, Edison auspica che tutti i corrispettivi variabili oggi gravanti su importazioni e produzioni a copertura degli oneri "di sistema" e dello stoccaggio strategico, vengano spostati a valle del PSV (con tempistiche coerenti con le campagne commerciali e con il conferimento dello stoccaggio). Tale modifica consentirebbe di prevedere una copertura degli oneri finalizzati a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema gas attraverso il mercato finale (sul gas prelevato), similmente a quanto accade con riferimento al sistema elettrico, e di garantire che i segnali di prezzo al PSV siano puramente determinati da dinamiche di mercato e non influenzati da atti regolatori.

6. ASSET REGOLATI GAS

- **Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nei settori.**

Nel quadro delle regole introdotte per favorire uno sviluppo selettivo degli investimenti (logica *output-based*), riteniamo essenziale la riproposizione di meccanismi che possano incentivare la realizzazione di nuova capacità di punta per il sistema degli stoccaggi nazionali di gas naturale, in linea con quelli che saranno gli indirizzi della Strategia Energetica Nazionale.

Sempre nell'ottica di favorire gli investimenti e di assicurare la necessaria solidità economico-finanziaria degli operatori del settore, rimarchiamo l'opportunità che nel prossimo aggiornamento del quadro regolatorio si garantisca continuità, certezza e stabilità delle regole al fine di non pregiudicare la sostenibilità degli investimenti oggi in esercizio.

- **Maggiore responsabilizzazione del distributore e del venditore in caso di morosità.**

Con riferimento al settore della Distribuzione gas, preme segnalare che permangono ancora criticità nell'attuazione della disciplina del Servizio di Default Distribuzione (SdD), in particolare in relazione agli strumenti funzionali alla disalimentazione fisica della fornitura di gas per i clienti morosi. Con riferimento

alle iniziative giudiziarie intraprese dal distributore per ottenere l'accesso forzoso al PDR, l'ultimo intervento regolatorio, la Delibera 465/16, non ha eliminato del tutto le cause per le quali molti tribunali ancora rigettano le istanze presentate dal distributore, cause per lo più legate alle condizioni e alle modalità con le quali è stata richiesta l'attivazione del SdD da parte del Venditore e all'effettivo ricevimento da parte del cliente finale delle comunicazioni previste dalla disciplina sulla morosità (TIMG), attività, come noto, non nella sfera di responsabilità del Distributore. Con l'aggravante che in molti casi quest'ultimo viene condannato al pagamento delle spese di lite, oltre che ad essere soggetto alle penalizzazioni previste dal TIVG per mancata chiusura del PDR.