

INDAGINE CONOSCITIVA SULLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE SULLE PRINCIPALI  
PROBLEMATICHE IN MATERIA DI ENERGIA

Camera dei Deputati - X Commissione Attività Produttive

**Audizione del Presidente dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato**

*Prof. Giovanni Pitruzzella*

---

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a fine 2012 ha inviato al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) un parere ai sensi dell'articolo 22 della legge 287/90 sul documento di Strategia Energetica Nazionale (SEN) in quel momento in consultazione pubblica e che sarebbe poi stato definitivamente licenziato dal Governo nel marzo del 2013<sup>1</sup>. Una rilettura di quel parere a oltre dodici mesi di distanza fornisce ancora oggi un utile strumento per formulare la posizione dell'Autorità sulla strategia energetica che il Paese dovrebbe intraprendere. Al tempo stesso, in questo lasso di tempo, alcune tendenze di fondo che interessano il settore dell'energia si sono rafforzate (alcune, purtroppo, a causa del perdurare della crisi economica). Da questo punto di vista, l'obiettivo che la SEN aveva reso esplicito un anno fa, e che comunque una istituzione come l'AGCM non può non fare proprio - e cioè creare le condizioni per una riduzione strutturale del costo dell'energia per le imprese e le famiglie italiane (in particolare relativamente al costo riscontrato in quelle economie europee con cui ci confrontiamo sui mercati internazionali) - appare sempre (e forse ancora di più) complesso da raggiungere. In questo mio intervento, pertanto, mi soffermerò sui principali aspetti affrontati dall'AGCM nel citato parere alla bozza di SEN del dicembre 2012 sottolineando, ove necessario, le eventualità novità nel frattempo intervenute sul quadro di riferimento, e sempre nell'ottica di indicare le condizioni per una riduzione del costo dell'energia nel nostro Paese.

***Riforma della governance multilivello nel comparto dell'energia***

La posizione dell'AGCM rispetto all'esigenza di intervenire sul titolo V della Costituzione al fine di ricondurre alle competenze esclusive dello Stato le materie energetiche è ovviamente immutata rispetto a un anno fa . Si tratta, come è noto, di un tema che è entrato a pieno titolo nell'Agenda di Governo. Questioni di assoluta rilevanza nazionale, sia sotto il profilo di politica industriale sia sotto quello concorrenziale, quali le politiche di approvvigionamento energetico, il mix di combustibili del parco di generazione nazionale, la realizzazione di infrastrutture finalizzate alla realizzazione del cd *hub* del gas mediterraneo o alla riduzione dei costi di trasmissione dell'energia elettrica (con benefici sulle bollette di tutti gli italiani), devono trovare composizione all'interno di una dialettica tra istituzioni che comunque preservi sempre la prevalenza degli obiettivi nazionali su quelli locali. È necessario dunque ripensare il modello vigente prevedendo forme di intesa tra i vari soggetti, unitamente ad un pieno coinvolgimento delle popolazioni e delle

---

<sup>1</sup> Cfr. AS1006 in bollettino 3/2013.

associazioni territoriali, nel rispetto però della supremazia del livello decisionale statale per questioni che ineriscono la concorrenzialità dei mercati e la sicurezza energetica del paese. Recenti interventi dell'AGCM confermano questa esigenza di riforma della *governance* multilivello nel settore dell'energia<sup>2</sup>.

### ***Sviluppo di un mercato all'ingrosso del gas competitivo e integrato con il resto dei paesi europei***

Il mercato italiano del gas sta attraversando una fase di notevoli cambiamenti, alcuni dei quali derivano da tendenze mondiali che interessano il settore (crisi economica, esplosione del cd *shale gas* negli USA, abbandono del nucleare in Giappone e in prospettiva in Germania, sviluppo delle rinnovabili su scale europea). A queste tendenze, che comunque operano da tempo, nelle ultime settimane si è aggiunta l'incertezza derivante dalla crisi ucraina e dai possibili risvolti che essa può avere sulle politiche di approvvigionamento di gas europee.

Comun denominatore di tutti questi cambiamenti (e certamente il più gravido di conseguenze) è un costante ridimensionamento della domanda finale di gas naturale che da fenomeno congiunturale legato alla crisi economica rischia di divenire un dato strutturale del sistema italiano (anche a seguito della contestuale crescita delle cd energie rinnovabili che ha ridotto la componente termo-elettrica della domanda). La domanda di gas in Italia è infatti diminuita in maniera notevole negli ultimi cinque anni. Nel 2008 i consumi ammontavano a circa 86 mld. di metri cubi/anno. Nel 2012 i consumi sono stati circa 75 mld. I primi consuntivi per il 2013 indicano una ulteriore caduta a circa 70 mld. di metri cubi (facendo tornare il livello dei consumi di gas indietro di quasi venti anni).

Questa caduta dei consumi amplifica ulteriormente il fenomeno del cd "*eccesso di offerta*" di gas che si sta sperimentando da tempo. Da un punto di vista concorrenziale l'eccesso di offerta è potenzialmente una condizione positiva perché consente una discesa dei prezzi; affinché tale potenziale positivo si concretizzi, però, all'accesso di offerta deve accompagnarsi una strutturale riduzione dei prezzi del gas naturale.

Le infrastrutture esistenti di importazione di gas sono in grado di convogliare annualmente, qualora operassero a pieno regime, oltre 100 mld. di metri cubi anno di gas cui si devono poi aggiungere la quota della produzione nazionale pari a circa 8 mld. di metri cubi nel 2012. Si pone,

---

<sup>2</sup> Cfr. segnalazione AS1039 in boll. 16/2013, indirizzata al Presidente della Regione Sicilia ed al Presidente dell'Assemblea Regionale Siciliana e relativa ai ritardi nella realizzazione da parte di Terna S.p.A. del nuovo elettrodotto - tra Sicilia e continente Sorgente- Rizziconi in cui l'AGCM ha ricordato come l'opera fosse di assoluta rilevanza nazionale e necessaria per contribuire a risolvere i problemi di carenza di offerta sul mercato siciliano dell'energia elettrica all'ingrosso. I ritardi, da ultimo, erano legati a nuovi ostacoli frapposti al tracciato dell'elettrodotto (peraltro già autorizzato) dall'Assemblea Regionale Siciliana. Cfr. anche la segnalazione AS1112 del febbraio 2014 in boll. 9/14, con la quale l'AGCM ha avuto modo di valutare la Legge Regionale siciliana 15 maggio 2013 n. 9, la quale modifica l'aliquota di prodotto che il titolare di una concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e di gas diversi dagli idrocarburi insistenti sul territorio della Regione Sicilia è tenuto a corrispondere annualmente agli Enti locali il cui territorio è interessato da tale attività (cd *royalty*). In particolare, detta disposizione normativa eleva tale aliquota al 20% della produzione per la Sicilia, a fronte di un valore del 10% in tutto il resto del territorio nazionale.

dunque, la questione della loro adeguatezza.<sup>3</sup> La prospettiva di ulteriori investimenti delle infrastrutture di gas, rispetto a quelle esistenti e quelle già previste, appare riprendere spazio nell'ipotesi che, come effettivamente proposto dalla SEN, l'Italia possa assurgere al ruolo di "hub mediterraneo del gas", così da poter convogliare le quantità in eccesso di gas giunte sul nostro territorio verso i mercati del Nord Europa. Al riguardo, rimane immutata, rispetto ad un anno fa, la nostra convinzione che la proposta di fare dell'Italia un hub mediterraneo del gas non debba "[...]scaturire come un "progetto nazionale" (magari in opposizione a progetti simili, o a legittimi interessi, di altri Paesi confinanti), ma deve "imporsi" come un esito efficiente del processo di creazione del "mercato unico" dell'energia che l'Unione Europea sta perseguendo[...]". Molto importanti al riguardo saranno le iniziative, a vario livello, finalizzate a garantire la necessaria inversione del flusso del gas (cd *reserve flow*) nella direzione sud-nord rispetto alla attuale direttrice nord-sud. L'Italia al momento, sulla base delle infrastrutture esistenti, può infatti solo ricevere gas dal Nord Europa ma non veicolare gas in quelle aree.

Il secondo effetto derivante dall'eccesso di offerta di gas registrato a livello nazionale, è il basso tasso di utilizzo delle infrastrutture di importazione (ovviamente compatibilmente con le obbligazioni *take or pay* di cui dirò tra breve). "I tubi sono vuoti" si potrebbe dire con una espressione colorita. Ed essendo le infrastrutture largamente sottoutilizzate, è possibile che si realizzino proficui arbitraggi tra i vari mercati europei con un positivo processo di convergenza dei prezzi *spot* del gas registrati nei vari mercati nazionali.

Effetto di questa situazione è la recente discesa (dalla seconda metà del 2012) dei prezzi *spot* italiani al cd Punto di Scambio Virtuale (PSV); tali prezzi al PSV ormai infatti hanno colmato il differenziale esistente (al netto dei costi di trasporto) con i principali mercati liquidi nord europei (TTF, PEG). Elemento assai positivo di questa discesa dei prezzi *spot* è il fatto che i grandi consumatori di gas (industrie e operatori termoelettrici) non sono più disposti ad accettare prezzi del gas ancorati ai costi di acquisizione pagati dagli importatori tradizionali a valere sui cd contratti *take or pay* ma, sulla base della notevole disponibilità di gas sia in Italia che sugli altri mercati europei, sono disponibili a pagare solamente prezzi rispondenti alle quotazioni *spot*.

Questa situazione sicuramente ha posto i cd *midstreamers* nazionali, ed ENI in primo luogo, in seria difficoltà (come certificato dai negativi risultati della divisione Gas and Power di Eni nel 2012 e nel 2013). Si tratta di imprese infatti che operano sul mercato prevalentemente in virtù di contratti di lungo periodo con clausole *take or pay* che li vincolano (ancora per molti anni) sia dal lato delle quantità (con le clausole di ritiro minimo), sia da quello del prezzo. Essi dunque non riescono a fronteggiare efficacemente una situazione che vede la presenza di prezzi lato vendita (valorizzati al prezzo del gas nei vari hub europei) stabilmente più bassi del prezzo del gas da loro

---

<sup>3</sup> Sotto questo profilo già nel parere del dicembre 2012 alla bozza di SEN, l'AGCM sottolineava l'esigenza che "[...] si avesse cura di: (i) effettuare una rigorosa analisi dell'effettiva necessità di nuovi investimenti, al fine di non prevedere opere che, dato l'attuale livello di domanda di gas, non siano necessarie e finiscano per gravare eccessivamente sui consumatori finali." Nel 2014 dovrebbe entrare a regime un nuovo terminale di rigassificazione - Olt offshore al largo di Livorno (che dovrebbe godere del regime di copertura tariffaria dei costi) - ed entro il 2020 è probabile che un nuovo gasdotto, dedicato a veicolare gas dai giacimenti dell'Asia centrale, il TAP, possa entrare in funzione.

acquistato e che varia sulla base di formule indicizzate ad un paniere di prodotti petroliferi (*oil linked*)<sup>4</sup>.

In questa situazione tutti i *midstreamers* europei (e dunque in ambito nazionali ENI ma anche ENEL ed EDISON) hanno messo in campo negli ultimi mesi grandissimi sforzi per giungere ad accordi con i fornitori extraeuropei (russi, algerini, norvegesi.) al fine di rinegoziare in particolare le clausole *take or pay* e rendere tali contratti più coerenti con il descritto quadro congiunturale di eccesso strutturale di offerta. Da notizie di stampa<sup>5</sup> si legge che ENI, ad es, sta gestendo una complessa fase negoziale con i fornitori di gas che in qualche caso è già sfociata in accordi (con gli algerini di Sonatrach nel corso del 2013 e più di recente con i norvegesi di Statoil) e che nel caso dei russi di GazProm (e con tutte le cautele rese necessarie dalla complessa situazione internazionale in Ucraina) potrebbe portare a breve a degli accordi. Sotto un profilo concorrenziale, si auspica che questa fase di rinegoziazione non vada (unicamente) ad intaccare i volumi di gas per il mercato nazionale ma riesca anche a modificare i prezzi di acquisto pagati su questi contratti di lungo periodo. Una eccessiva enfasi sulla riduzione dei volumi (a parità di prezzo), infatti, avrebbe sicuramente l'effetto di alleggerire la posizione dei *midstreamers*, che sarebbero gravati in misura minore da obblighi di ritiro *take or pay* non coerenti con gli attuali flussi di domanda, ma comporterebbero il rischio di un incremento dei prezzi spot nazionali a causa della contrazione dell'offerta disponibile al PSV.

Appare positivo, in questa situazione, il fatto, appreso dalla stampa, che ENI avrebbe raggiunto un accordo con il fornitore norvegese Statoil tale per cui il prezzo del gas acquistato a lungo termine da questa fonte non sarà più agganciato ad un paniere di prodotti petroliferi alternativa (*oil-linked*) bensì parametrato al prezzo spot del gas realizzato su un *hub* europeo. Si tratta di una novità che appare coerente con la recente riforma del prezzo della materia prima gas finalizzata dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed i Servizi Idrici a partire dallo scorso mese di ottobre 2013. Il prezzo di riferimento regolamentato del gas naturale (che le società di vendita devono indicare in tutte le offerte sul mercato libero) è ora indicizzato al 100% al prezzo spot del gas (attualmente quello realizzato nell'*hub* olandese TTF in attesa dello sviluppo del mercato a pronti nazionale)<sup>6</sup>. La modalità di definizione del prezzo di riferimento prevede però anche una componente (denominata "incentivo alla rinegoziazione dei contratti *take or pay*) che riconosce agli importatori che utilizzano volumi *take or pay* per la vendita diretta ad utenti residenziali una parte (40%) del differenziale esistente tra un indicatore rappresentativo del costo del gas come emerge dai

---

<sup>4</sup> Nel parere del dicembre 2012 sulla bozza di SEN l'AGCM si era dichiarata "[...] favorevole ad un sistema nel quale si sviluppino sempre più un sistema di scambi di gas su base spot rispetto alla attuale prevalenza di contratti di lungo periodo (quasi sempre su base *take or pay*) [Le proposte contenute nella SEN auspicano una progressiva migrazione – nel mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso – da contratti di lungo periodo (*take or pay* e generalmente indicizzati al prezzo di prodotti petroliferi) a contratti spot che possono risentire maggiormente delle condizioni congiunturali del mercato del gas (nella giusta prospettiva di pervenire nel più breve tempo possibile ad una c.d. *gas to gas competition*)"]".

<sup>5</sup> Cfr. Sole 24 Ore del 14 marzo 2014 "Scaroni: sprint sui *take or pay*".

<sup>6</sup> Le valutazioni che si formuleranno più avanti in merito alla necessità di prevedere forme di superamento della attuale regolamentazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica (maggior tutela) valgono anche con riferimento al prezzo di riferimento del gas naturale.

contratti di lungo periodo indicizzati ai prodotti petroliferi e il prezzo *spot* del gas al TTF<sup>7</sup>. In questa prospettiva quanto più i contratti di lungo periodo di approvvigionamento di gas (che per lo meno nel medio termine appaiono ancora essenziale per la sicurezza energetica del Paese) saranno indicizzati al prezzo spot europeo tanto più sarà possibile abbassare il prezzo di riferimento del gas.

### ***Le tendenze del mercato elettrico***

Il mercato elettrico, forse più di quello del gas, soffre in questa fase, su scala europea, di una serie di squilibri e contraddizioni che ne minano la stabilità. Da un lato, anche in questo caso l'effetto della crisi economica ha determinato una caduta dei consumi (specie industriali) accrescendo il peso dei costi fissi sui bilanci delle aziende di generazione. D'altro canto, lo sviluppo degli impianti a fonte rinnovabile (FER) (finalizzati a raggiungere gli obiettivi comunitari del cd 20-20-20) ha contribuito sia a spiazzare ulteriormente la generazione tradizionale sia a far gravare sul costo finale dell'energia una serie di oneri relativi alle incentivazioni alle FER. Questi fenomeni, spiazzamento impianti tradizionali e peso crescente sul costo dell'energia degli incentivi alle FER, in Italia si sono avvertiti più che altrove. Non estranea a questa maggiore sensibilità italiana alle tendenze di fondo europee è stata sicuramente una modalità molto poco pianificata di sviluppo delle FER, avvenuto (anche grazie ad alti incentivi) proprio mentre un ciclo precedente di grandi investimenti in nuovi impianti a ciclo combinato a gas naturale, avviato ad inizio anni 2000 con la liberalizzazione del settore, si stava completando. Il notevole eccesso di capacità produttiva che si è avuto come esito di questi due grandi cicli di investimento non coordinati tra loro ha portato alla spiacevole situazione (per i consumatori finali di energia) di prezzi dell'energia in crescita anche in una situazione di *oversupply* conclamata<sup>8</sup>. Inoltre, la necessità, a fini di flessibilità e stabilità del sistema elettrico, di mantenere in funzione la capacità tradizionale nonostante essa sia spiazzata dagli impianti FER in moltissime ore della giornata ha posto al centro del dibattito settoriale il tema della remunerazione della capacità non impiegata ma da tenere disponibile per il gestore della rete (quello che viene generalmente indicato come *capacity payment*).

La specificità del nostro Paese deriva inoltre da due circostanze particolari: i) in primo luogo il mix energetico con cui si genera energia elettrica, che è composto per quasi il 50% da gas naturale rispetto ad altri contesti europei in cui il ruolo del carbone e del nucleare è molto più forte; usiamo dunque massicciamente l'input più caro tra tutti quelli convenzionali; ii) le politiche di ripartizione degli oneri da incentivazione e delle agevolazioni tariffarie seguite nel nostro Paese e che, oramai a detta di molti, hanno privilegiato molto di più la grande impresa (e l'utenza

---

<sup>7</sup> Questa componente nel 2014 peserà sui consumatori residenziali italiani circa 200 milioni di euro. Si tratta, a ben vedere, del costo pagato dai consumatori nazionale per la presenza di contratti che prevedono ancora l'indicizzazione del prezzo del gas ai prodotti petroliferi alternativi piuttosto che alle quotazioni spot del gas medesimo

<sup>8</sup> Ciò in quanto se da un lato il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica è oggettivamente sceso molto (il 10 marzo 2014 il PUN ha toccato il valore di 45 €/MWh mai raggiunto se non nei primi giorni di funzionamento della borsa elettrica nel 2004), è anche vero che nel frattempo le altre due componenti del costo totale dell'energia, tasse ed oneri generali di sistemi sono aumentate moltissimo (le altre voci regolate relative al trasporto e distribuzione sono invece diminuite nel periodo considerato). L'eccesso di offerta è molto più forte nella cd macrozona Sud del mercato elettrico, dove negli ultimi 10 anni si è più investito in nuove centrali a gas e rinnovabili (in questa zona il 10 marzo 2014 il prezzo dell'energia sulla borsa elettrica ha segnato il minimo storico di 35 €/Mwh).

domestica) e danneggiato oltre misura la piccola e media impresa<sup>9</sup>. Quest'ultima caratteristica del peso del costo dell'energia tra categoria di utilizzatori è gravida di conseguenze concorrenziali. Si individuano, infatti, una serie di effetti distorsivi: (i) un generalizzato aumento del costo dell'energia per le classi di imprese che rappresentano il nucleo della struttura produttiva italiana, con riflessi sulla competitività di tali imprese sui mercati internazionali<sup>10</sup>, (ii) una distorsione della concorrenza tra imprese appartenenti allo stesso mercato rilevante nazionale – e quindi aventi la stessa “intensità energetica” – ma di differente dimensione – e quindi di differenti consumi assoluti di energia –, (iii) uno scoraggiamento o un uso eccessivo di nuove tecnologie per la produzione di elettricità e calore, quali le pompe di calore, a seconda del soggetto che ne considera l'uso (piccolo o grande cliente domestico, p.es.).

Si impone quindi una strategia che operi nella duplice direzione sia di abbattere il livello assoluto del costo dell'energia sia di intervenire sui costi relativi tra categorie di utilizzatori.

Sotto il primo profilo, l'AGCM aveva già detto nel suo parere alla bozza di SEN del dicembre 2012, che, alla luce delle previsioni sul mix tecnologico ipotizzato nel documento al 2020, con quasi tutta l'energia elettrica italiana prodotta da gas naturale ed energia rinnovabile, non sembrava particolarmente realistica una riduzione sostanziale del costo di generazione a meno di *performance* straordinarie (in senso concorrenziale) del prezzo del gas naturale nei prossimi anni. Al fine di ipotizzare riduzioni sostanziali del prezzo del gas, l'aspetto principale risiede – come detto nella sezione precedente - nella definizione e mantenimento di condizioni strutturali di eccesso di offerta. Le ricordate vicende sulla rinegoziazione dei contratti *take or pay* appaiono particolarmente rilevanti in questa prospettiva, ma al tempo stesso ritengo sia necessario incominciare a ripensare a tutta la modalità del sistema di approvvigionamento di gas naturale nazionale, ancora troppo uguale al sistema creato da ENI negli anni 70 ed essenzialmente costruito da una serie di relazioni commerciali con Stati produttori (Russia, Algeria, Libia, Norvegia) e con i progetti per le infrastrutture di trasporto (gasdotti) fortemente legati a tale relazioni commerciali. Il perseguimento del progetto dell'*hub* mediterraneo reso esplicito dalla SEN può dunque essere utilizzato per mettere in atto tale ripensamento, ad esempio esplorando la possibilità che l'Italia, ovviamente dotandosi di infrastrutture adatte (nuovi rigassificatori), possa in futuro intercettare il flusso di gas da scisto liquefatto negli Stati Uniti e probabilmente destinato ai mercati europei. Un'altra opzione è quella di ripensare ad una ripresa della produzione nazionale di gas (oramai destinata ad una progressiva marginalizzazione) attraverso la rivitalizzazione di progetti da tempo abbandonati (come lo sfruttamento dell'Alto adriatico).

---

<sup>9</sup> La peculiare ripartizione degli oneri di sistema e delle tariffe di trasmissione e distribuzione tra gli utenti del sistema elettrico accentua lo svantaggio delle classi di consumatori intermedi, mentre permette ai clienti più grandi di recuperare almeno in parte lo svantaggio rispetto ai concorrenti europei. La Germania è la nazione con il più alto livello di tasse ed oneri di sistema in Europa, che risultano però decrescenti in funzione dei consumi (pagano di più i consumatori domestici e progressivamente meno tutti gli altri). L'Italia è il paese con il secondo maggior livello di tasse ed oneri in Europa, ma con una distribuzione chiaramente squilibrata a favore dei piccoli e medi consumatori domestici e dei grandissimi consumatori di energia elettrica: tasse ed oneri pesano per meno del 20% per i consumatori domestici di medie dimensioni, per meno del 25% per i grandi clienti industriali e per circa il 33% sulle piccole e medie imprese. Quanto all'incidenza della componente A3 sul costo per kWh delle varie categorie di utenti elettrici, si può stimare che essa attualmente abbia un peso del 10% per un consumatore domestico medio, del 25% per una piccola impresa senza agevolazioni, del 13-16% per una grande impresa non esente.

<sup>10</sup> Si noti che in molti settori intermedi il mercato rilevante ha dimensione sovranazionale e quindi la riduzione di competitività internazionale è, a tutti gli effetti, una distorsione della concorrenza dovuta alle normative nazionali.

La riduzione del costo relativo dell'energia elettrica è un obiettivo realizzabile in tempi molto più brevi ma non per questo meno complesso. Abbiamo letto che nell'Agenda di Governo è stato fissato l'obiettivo di ridurre del 10% il costo dell'energia per le piccole e medie imprese. Secondo alcune stime si tratta di un intervento che vale circa 1,4 miliardi di euro l'anno. Ferme restando le considerazioni generali appena svolte sul costo dell'energia dato il mix tecnologico che contraddistingue il nostro Paese, l'intervento sul costo relativo tra categorie riguarda essenzialmente la ripartizione del peso degli oneri di sistema ed ha una natura redistributiva tra categorie di utilizzatori. Si tratta, dunque, di un intervento che attiene principalmente alla sfera politica su cui una autorità di concorrenza ha competenza solo in caso di palesi discriminazioni derivanti da tali scelte. Al riguardo alcune cose sono chiare: l'attuale sistema di incentivi ed agevolazioni relative al costo dell'energia è particolarmente farraginoso e foriero di possibili discriminazioni; esenzioni al pagamento degli oneri ed agevolazioni devono, a nostro avviso, basarsi su criteri oggettivi e non discriminatori come quello della cd "intensità energetica" e basarsi su una corretta imputazione dei costi e dei benefici arrecati al sistema dai vari soggetti che vi operano sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta<sup>11</sup>.

Da questo punto di vista, e senza in alcun modo voler entrare nella discussione (sempre molto accesa) sul livello degli incentivi alle FER, in una prospettiva concorrenziale si ritiene che i livelli e le modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili dovrebbero essere proporzionati agli effettivi costi di investimento ed al relativo costo di generazione, in modo da garantirne la competitività sul mercato elettrico, ma non al punto da spiazzare la capacità efficiente da fonte fossile; al tempo stesso, i produttori da FER, in particolare alla luce della scarsa programmabilità dei loro impianti, dovrebbero essere responsabilizzati rispetto al proprio ruolo come offerenti sul mercato tramite una loro partecipazione ai costi di sistema connessi al bilanciamento.

Più in generale, proprio alla luce di questo disordinato sviluppo del mercato elettrico degli ultimi anni, l'AGCM ritiene sia giunto il momento di riflettere sull'intero assetto del mercato ed eventualmente ipotizzare una sua riforma complessiva rispetto a quanto stabilito a partire dal D.lgs 79/99 ormai 15 anni fa. Molti sono i temi da affrontare, e tutti con rilevanti effetti sulla concorrenza e sui prezzi: integrazione delle offerte all'ingrosso formulate dalle varie tipologie di impianti e conseguente rivisitazione del funzionamento del mercato di dispacciamento alla luce della profonda modifica del parco di generazione con la grande crescita di capacità non programmabile FER; riflessione sul mantenimento della tariffa di maggior tutela.

---

<sup>11</sup> Data la situazione italiana, tuttavia, una maggiore partecipazione dei consumatori domestici al finanziamento di tali oneri rappresenta un passaggio cruciale in qualsiasi discussione sulla rimodulazione della ripartizione degli oneri di incentivazione delle rinnovabili. Uno spostamento di maggiori oneri sui consumatori domestici permetterebbe infatti di raccogliere risorse distorcendo minimamente i meccanismi concorrenziali e quindi evitare ad esempio che le nuove agevolazioni previste distorcano ancor di più la concorrenza tra imprese di dimensione differente. Come suggeriscono i dati del GSE, attualmente il contributo annuale dei consumatori domestici al pagamento degli oneri A3 è – in cifra assoluta – modesto. Un aumento di tale contributo potrebbe pesare limitatamente sui bilanci familiari, pur permettendo di raccogliere molte risorse in ragione della numerosità dei punti di prelievo. Per fare un esempio, un contributo di 50 euro/anno per punto di prelievo (PDR) permetterebbe di raccogliere circa 1,5 miliardi euro (incidentalmente si nota che si tratta più o meno della cifra che servirebbe per ridurre del 10% il costo dell'energia per le PMI). Sarebbe sempre possibile, del resto, correggere l'effetto di tali maggiori imposizioni tenendo conto del reddito dei consumatori, prevedendo forme di esenzione sui redditi più bassi a carico della fiscalità generale

Ove si arrivasse alla determinazione di mettere mano ad una riforma del settore elettrico che affrontasse tutte le questioni poste, l'AGCM non mancherebbe sicuramente di dare il suo qualificato apporto tramite la sua funzione consultiva, al fine di evitare soluzioni non equilibrate sotto un profilo concorrenziale.

Fin da subito, tuttavia, appare possibile formulare qualche considerazione sul tema della tariffa di maggior tutela. Già nel parere AS1006 sulla bozza di SEN l'AGCM aveva ribadito quanto già affermato nella sua prima segnalazione sulla legge annuale della concorrenza di inizio 2012 (AS901) in merito all'importanza di prevedere modalità di progressivo abbandono dei regimi di tutela attualmente previsti per la vendita finale di energia elettrica e gas naturale e/o il loro confinamento alle utenze effettivamente vulnerabili, così che siano le forze di mercato a garantire equità ed efficienza ai prezzi per le altre tipologie di utenza. Si auspica pertanto di prevedere il superamento dei regimi di tutela esistenti ed il conseguente passaggio a mercati *retail* completamente liberi e concorrenziali (prevedendo un servizio di fornitura di ultima istanza a condizioni regolate, caratterizzate da livelli di prezzo tali, comunque, da incentivare il passaggio al mercato libero). Sul punto si osserva che, da un punto di vista concorrenziale e di tutela del consumatore, il passaggio per milioni di consumatori domestici da una situazione tutelata ad una di mercato non potrebbe avvenire all'improvviso ma dovrebbe essere progressivo, rigidamente scadenziato (e, forse, rafforzato da modalità di allocazione competitiva dei clienti che di volta in volta escono dalla tutela). Fenomeni di asimmetria informativa e di scarsa elasticità della domanda a piccole variazioni in aumento del prezzo, infatti, potrebbero, in ipotesi, rischiare di determinare non auspicabili situazioni di sfruttamento di potere di mercato da parte degli ex fornitori in regime di tutela.

Si sottolinea che tale auspicio per un progressivo abbandono del regime di maggior tutela non proviene da una adesione meccanica (e forse un po' scontata) al principio di mercato contrapposto a quello della regolamentazione amministrativa dei corrispettivi che una autorità di concorrenza deve necessariamente avere; esso, piuttosto, deriva dalla convinzione profonda che la possibilità di garantire, come è avvenuta in altri settori (ad es. telefonia mobile), una reale concorrenza sul prezzo e su altre componenti tra i partecipanti al mercato della vendita al dettaglio di energia (con un conseguente aumento del benessere di tutti i consumatori) è possibile solo se le imprese esistenti vengono private dall'ombrello regolatorio ed in qualche misura lasciate alla loro libera capacità di determinare il prezzo di vendita. È chiaro che questo potrebbe significare anche una profonda ristrutturazione del settore *retail*, con imprese che uscirebbero vincenti dalla sfida del mercato ed imprese sconfitte perché non adeguatamente dotate (sulla base della loro struttura aziendale e di costo) per competere sull'efficienza; ma si ritiene che quest'effetto sia una opportunità e non un rischio della liberalizzazione dal momento che si tratta di un processo che potrebbe portare prezzi più bassi e migliore qualità del servizio per i consumatori finali.

### ***Settore petrolifero e della distribuzione carburante***

Intendo, infine, svolgere qualche breve considerazione anche in merito al settore petrolifero e, più in particolare, della distribuzione di carburanti per autotrazione. Si tratta di un settore sempre

sotto i riflettori della pubblica opinione (anche per l'alto peso della tassazione indiretta sul prezzo) che, tuttavia, a mio avviso, negli ultimi anni, ha sperimentato una profonda trasformazione verso assetti più efficienti e concorrenziali; attualmente è sempre possibile trovare un prezzo della benzina e del gasolio particolarmente vantaggioso nella propria zona (anche fino a 15 centesimi al litro in meno a quello prevalente nei piccoli impianti urbani in modalità servito). Il vecchio sistema del prezzo consigliato unico nazionale è stato dunque superato da politiche di *pricing* delle aziende molto diversificate sul territorio e rispondenti alle effettive condizioni concorrenziali intorno ai vari impianti. Questa forte attenzione al prezzo praticato trova conferma nei dati relativi alla elasticità dei consumatori finali che, contrariamente a quanto si riteneva sino a qualche anno fa, sono disposti a ricercare i distributori che praticano i prezzi più bassi nella loro zona innescando virtuosi meccanismi competitivi di *price competition*. Anche a seguito di specifici stimoli in tal senso da parte di AGCM, è stata data attuazione alla previsione all'art. 51 della legge 99/2009 e il MISE ha creato una banca dati istituzionale dei prezzi praticati di tutti gli impianti di distribuzione di carburante esistenti in Italia. A fine 2013 era iscritto a tale banca dati circa il 60% degli impianti presenti sul territorio. L'obiettivo da perseguire è tuttavia di ottenere che tutti gli impianti presenti sulla rete nazionale si accreditino presso la banca dati ministeriale e che si sviluppino quanto prima modalità evolute di utilizzo di questo importante strumento di stimolo competitivo.

L'intervento dell'AGCM è stato molto profondo e continuo nel settore; molte delle modifiche intervenute negli ultimi anni, e si tratta di modifiche assolutamente positive in una prospettiva concorrenziale (sviluppo della selfizzazione, sviluppo del non *oil*, sviluppo di impianti indipendente no logo e della grande distribuzione organizzata) possono essere considerati come un diretto portato dell'attività dell'AGCM (varie segnalazioni a Governo e Parlamento, impegni assunti con le imprese petrolifere nel 2007, indagine conoscitiva sugli impianti indipendenti del 2012). Le innovazioni legislative che si sono susseguite negli ultimi anni sono state determinanti per raggiungere un nuovo assetto (più concorrenziale) del settore ma, ad avviso dell'Autorità, nostro giudizio, alcuni interventi sono ancora necessari:

- 1) una piena liberalizzazione delle forme contrattuali che regolano i rapporti tra gestori e titolare dell'autorizzazione abbandonando definitivamente la logica degli accordi interprofessionali di categoria che ingessano e vincolano ad uno schema rigido le varie e diversificate situazioni presenti sul territorio;
- 2) un intervento deciso sulla chiusura degli impianti incompatibili ai sensi delle normative ambientali che prevedano chiare definizioni delle casistiche, severe penalità in caso di inadempienza, poteri sostitutivi delle amministrazioni centrali in caso di inerzia degli enti locali (una norma in tal senso era prevista in un disegno di legge governativo discusso in Consiglio dei Ministri il 13 dicembre 2013, cd DDL Stabilità).
- 3) una definitiva eliminazione dei vincoli residui all'apertura di impianti completamente automatizzati (anche nei centri urbani); dei vincoli all'apertura connessi ad obblighi relativi alla presenza contestuale di più tipologie di carburanti, ivi incluso il metano per autotrazione; degli ostacoli ad una piena liberalizzazione della vendita dei prodotti non *oil*, compresi i generi di monopolio, presso i distributori di carburante.

Un'ultima battuta sul tema della "ristrutturazione della rete" con il quale si intende la possibilità di prevedere, anche per via normativa, la chiusura di un certo numero di impianti

marginali (basso vendenti) da parte delle aziende petrolifere unitamente ad un meccanismo mutualistico finalizzato a “socializzare” il costo delle chiusure (essenzialmente legato alle bonifiche dei siti ed alla buonuscita del gestore). La posizione dell’AGCM sul punto è molto prudente: forme di ristrutturazione amministrata della rete di distribuzione sarebbero accettabili in un’ ottica concorrenziale solo se accompagnate da modalità di socializzazione molto blande degli oneri per le chiusure (al fine di non sfavorire troppo le imprese più efficienti) e, soprattutto, senza in alcun modo prevedere contestuali moratorie sulle nuove aperture. Un intervento di minore portata, ma non per questo meno utile per il settore (anche perché lascerebbe al mercato il compito di ristrutturare la rete), sarebbe di prevedere modalità di riduzione dei costi di uscita (ad es. bonifiche ambientali dei siti dismessi) al fine di incentivare le chiusure di impianti marginali senza la necessità di piani coordinati di ristrutturazione della rete.