

CESI



The Adam Smith Society



---

# In Italia il gas costa troppo?

---

*The Adam Smith Society,*  
novembre 2012

---

*Antonio Sileo – Carlo Stagnaro*

## Introduzione

La differenza tra i prezzi italiani ed europei dell'energia è percepita come una delle maggiori cause della declinante competitività del Paese, e in particolare del suo settore manifatturiero. Il sistema energetico nazionale è strutturato in maniera tale da dipendere in misura molto significativa dal gas naturale. Il metano soddisfa infatti buona parte degli usi domestici e industriali, ed è il combustibile attraverso il quale viene generato circa il 50% della produzione elettrica. Questo lo rende il *pivot* del sistema energetico, nel senso che - con l'eccezione dei trasporti ancora ampiamente dominati dai derivati del petrolio - tutti i consumatori di energia sono pesantemente influenzati dall'andamento del mercato del gas naturale. Questa caratteristica peculiare del gas, che nessun'altra fonte possiede e che in quasi nessun altro Paese è altrettanto pronunciata, rende necessario interrogarsi sia sull'andamento dei mercati, nel breve e nel medio termine, sia sugli aspetti legati alla sicurezza degli approvvigionamenti, sia infine all'organizzazione dei mercati stessi. Per porre la domanda in modo banale: i prezzi del gas (e quindi, a cascata, dell'elettricità) sono quelli "giusti"? O, per porre la domanda in modo più sofisticato: l'assetto normativo e regolatorio dei mercati del gas è tale da garantire la rimozione di rendite, colli di bottiglia e scarsità artificiali, ossia è in grado di minimizzare i prezzi a parità di altre condizioni?

Obiettivo di questo *paper* è indagare le evoluzioni recenti del mercato gas allo scopo sia di rilevare le tendenze in atto, sia di discriminare le variazioni "congiunturali" da quelle "strutturali", sia di individuare eventuali misure di *policy* che potrebbero aiutare a rimuovere gli ostacoli esistenti, con benefici superiori ai costi.

Il prezzo di un bene o servizio, come noto, definisce (assieme alla quantità prodotta di quel bene o servizio, che vi è legata in modo biunivoco) l'equilibrio fra domanda e offerta. Qualora non esista un unico mercato per quel bene o servizio, bensì una pluralità di mercati, i prezzi risultanti possono diventare un sinteticamente, ed efficace, indicatore del (diverso) funzionamento e delle caratteristiche di ciascun mercato. Il perimetro stesso dei singoli mercati può essere definito osservando dei differenziali di prezzo lungo la frontiera. Infatti, se i prezzi per uno stesso bene o servizio (al netto di eventuali costi di trasporto) risultano essere diversi nei vari mercati, tale scostamento può essere indice di:

- Sul lato dell'offerta:
  - diversa dotazione di risorse;
  - diversa efficienza nella produzione (dovuta per esempio, all'impiego di diverse tecnologie);
  - diversa efficienza nella regolazione e nelle tariffe;
  - presenza o meno di potere di mercato;
  - diverso peso della fiscalità;
- sul lato della domanda:
  - diverse preferenze dei consumatori;
  - diversi prezzi dei prodotti sostituiti.
- Al netto della componente fiscale, che ovviamente non è correlata al disegno di mercato, tutte le altre caratteristiche evidenziate non giustificherebbero, singolarmente, la presenza di differenziali di prezzo. Infatti, in presenza di un mercato perfettamente funzionante, regolato in modo omogeneo e supportato da una adeguata infrastruttura fisica, i fattori di produzione si sposterebbero dove i costi marginali sono inferiori e i prezzi emergenti dall'interazione tra

domanda e offerta si allineerebbero (nel medio termine) in tutto il mercato. Il persistere di differenziali non spiegati dalla diversa incidenza o struttura della fiscalità è, invece, indice di discontinuità che impediscono ai consumatori di un mercato di approvvigionarsi presso i produttori di un altro mercato i quali, in assenza di vincoli, sarebbero in grado di offrire i loro servizi a un prezzo inferiore.

Questo approccio, un po' didascalico, peraltro già usato in passato relativamente all'energia elettrica (Sileo, 2011), è utile anche nel caso del gas naturale, oggetto di questa nostra riflessione, per discutere se i prezzi italiani sono ancora divergenti da quelli del resto d'Europa, dove ormai da 15 anni si sta lavorando per la creazione del mercato comune (Robinson 2007), e, eventualmente, cosa fare per ridurre questo *gap*. Obiettivo, quest'ultimo, o meglio, seconda priorità della bozza di Strategia Energetica Nazionale (SEN) posta in consultazione il 16 ottobre 2012.

A differenza dell'energia elettrica, nel gas naturale è meno facile escludere che a incidere in maniera rilevante siano le caratteristiche della domanda (Dorigoni, 2001). Se è vero, infatti, che le preferenze per le varie categorie di consumatori sono abbastanza simili nei vari Paesi dell'Unione, è altrettanto vero che per alcuni di essi, tipicamente i consumatori domestici, nel ricorso al gas naturale contano molto le caratteristiche meteo climatiche di ciascun Paese e la disponibilità di prodotti sostituti.

Più facile, invece, aspettarsi una domanda dalle caratteristiche molto somiglianti nel caso dei consumatori industriali. Essendo il gas un input essenziale e avendo i vari Paesi economie paragonabili, è ragionevole aspettarsi che le caratteristiche delle diverse domande nazionali siano omogenee.

Più specifica la questione per i soggetti che utilizzano il gas naturale per produrre energia elettrica: se, infatti, le domande di elettricità sono simili nei vari Paesi europei, sono diversi, a volte molto diversi, i relativi mix di generazione al cui interno quindi può essere sensibilmente differente il contributo offerto dalla generazione con il gas naturale.

Un elemento rilevante, in questo senso, è in quale modo venga sviluppata la politica di *pricing* dei venditori di gas naturale: se sia consentito (come normalmente è) fare discriminazione di prezzo tra diverse categorie di consumatori, e se la risultante della *price discrimination* sia lasciata alle forze del mercato, derivino da precise scelte regolatorie, oppure siano frutto della combinazione tra queste due possibilità.

In Italia, crediamo ci si trovi in quest'ultima situazione: la regolazione incide in misura abbastanza importante sul meccanismo di formazione del prezzo per diverse categorie di consumatori, con l'effetto di imporre (con diversi strumenti che vanno dall'erogazione di specifici sussidi tariffari alla regolazione del gas di stoccaggio con storica priorità per i soggetti domestici) una serie di oneri che vengono "spalmati" uniformemente sull'intera platea dei consumatori e quindi pagati, in termini di saldo netto tra costo socializzato e beneficio ricevuto, da coloro che non godono di particolari vantaggi, come in particolare i produttori termoelettrici.

## Prezzi vari per consumatori diversi

Per le prime due categorie di consumatori, domestici e industriali, il confronto con gli altri Paesi Europei è agevolato dai dati forniti da Eurostat, ultimi disponibili (primo semestre 2012), riferiti ai prezzi al netto delle accise e dell'IVA. Come sempre, eliminare queste due voci consente di analizzare la sola componente del

prezzo che risulta dalle dinamiche e dalle caratteristiche del mercato interno di ciascun Paese (sebbene, ovviamente, la maggiore o minore incidenza della fiscalità abbia l'effetto di spostare la curva dell'offerta verso destra o sinistra rispettivamente). Per le serie storiche partiamo dal secondo semestre 2007, il primo in cui viene adottata la nuova metodologia di rilevazione.

Più che soffermarci sul semplice andamento dei prezzi per classe di consumo, di cui, a titolo esemplificativo riportiamo l'evoluzione per le classi di consumo intermedie sia domestiche che industriali, crediamo sia utile analizzare i prezzi medi relativi, dal secondo semestre 2007 al primo semestre 2012, che misurano lo "stacco" Italia rispetto agli altri Paesi.

### Domestici

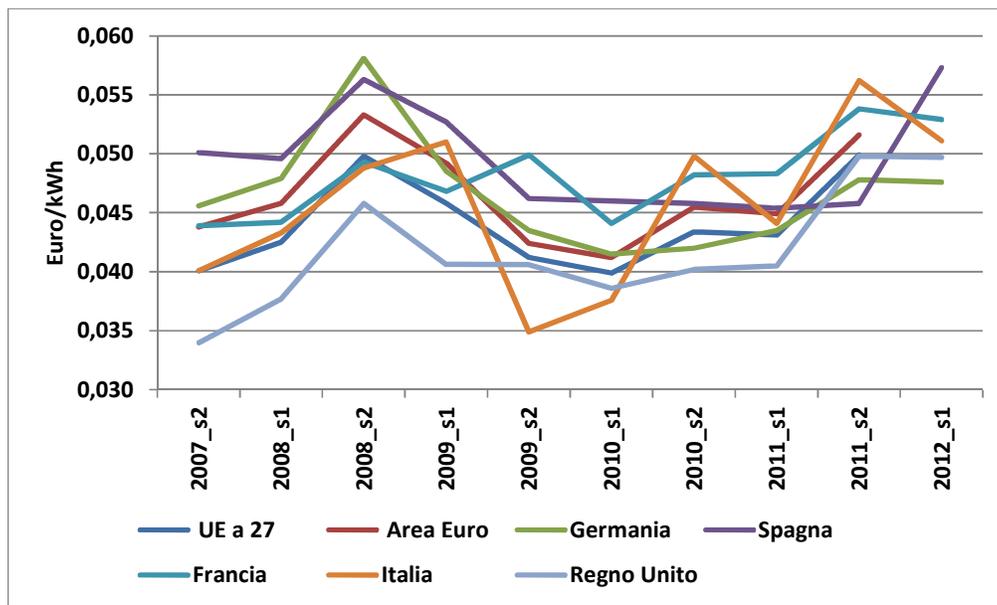


Figura 1: Prezzi clienti domestici 20 - 200 GJ (categoria D2)

Fonte: Eurostat, 2012.

Come riportato in Figura 1: Prezzi clienti domestici 20 - 200 GJ (categoria D2) l'andamento dei prezzi della classe più rappresentativa dei consumi domestici, dal 2007 al 2012, è stato uniforme per tutti i Paesi, certamente con volatilità diverse. Le correlazioni fra le variazioni dei prezzi per Germania, Francia e Regno Unito oscillano fra 0,60 e 0,88<sup>1</sup>; le correlazioni delle variazioni italiane, sempre con i tre Paesi sopra citati, invece, oscillano fra 0,25 e 0,45, sintomo di minor allineamento dei mercati, forse anche in termini di fondamentali della struttura della domanda domestica. L'effetto osservato è comunque quello di grandi mercati centro-nordestropei sostanzialmente collegati tra di loro, e un mercato italiano disconnesso - nel senso che si diceva prima - dal resto del continente.

<sup>1</sup> Si ricorda che un coefficiente di correlazione pari a 1 indica l'esistenza di un rapporto perfettamente lineare tra le variabili osservate.

In Figura 2<sup>2</sup>, invece, si può vedere lo stacco dei prezzi dei principali Paesi Europei (più UE a 27 e Area Euro), rispetto ai prezzi italiani, per diverse categorie di consumatori domestici. Fatto 100 il prezzo medio italiano degli ultimi 5 anni, si può vedere di quanto sia più alto o più basso il relativo indice degli altri Paesi. Un valore positivo indica che il prezzo italiano è inferiore a quello del Paese (o gruppo di Paesi) *benchmark*, un valore negativo suggerisce il contrario.

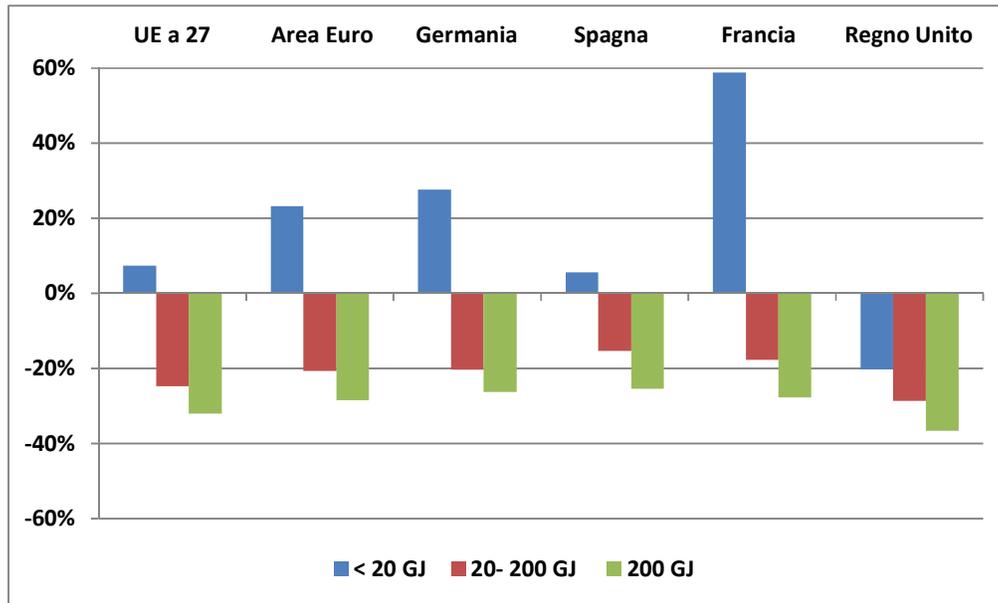


Figura 2: Stacco prezzi altri Paesi per differenti classi di consumo domestico  
 Fonte: Nostra elaborazione su dati Eurostat, 2012.

La Figura 2 mostra come i prezzi della classe di consumo più bassa siano significativamente più alti negli altri Paesi; allo stesso tempo, per le classi di consumo più significative, invece, i prezzi degli altri Paesi sono allineati e inferiori di circa il 15-25%. In queste differenze non è certo irrilevante la maggiore o minore diffusione del gas uso cottura (corrispondente alla prima classe di consumo) che in molti Paesi ha subito la concorrenza dell'energia elettrica, essendo quest'ultima grandemente avvantaggiata dalle scelte fatte (e mantenute) in materia di energia nucleare. Ad ogni modo, quanto su descritto implica che, nel confronto tra Italia ed Europa, la tendenza verso la riduzione dei prezzi unitari in corrispondenza di quantitativi domandati più ingenti tende a smorzarsi (o invertirsi) nel nostro Paese. Chiaramente, questo fenomeno del tutto innaturale è conseguenza di precisi input regolatori (in senso lato) e implica degli extracosti che vengono distribuiti sui consumatori medio-grandi. Si può discutere se questa scelta sia opportuna, e quali effetti abbia, dal punto di vista dell'equità distributiva. Di certo appare discutibile sotto il profilo dell'efficienza economica. Come vedremo, tale problema acquista una dimensione ben maggiore per i consumatori industriali.

<sup>2</sup> La quale, fra le altre cose, genera un portentoso effetto ottico, certamente non previsto dagli autori, che anzi ribadiscono che l'asse orizzontale, lo è davvero.

## Industriali

Per gli industriali ripetiamo così lo stesso esercizio. Eurostat propone 6 categorie di consumo (da I1 a I6). La categoria considerata più rappresentativa è quella ricompresa fra 100.000 e 1.000.000 di GJ di consumi annui.

In Figura 3 sono riportati i prezzi relativi agli ultimi 5 anni. Anzitutto, si evince subito quanto i prezzi inglesi siano sensibilmente inferiori a quelli degli altri Paesi. Si nota, inoltre, come le dinamiche siano anche più simili e armoniche. Ciò è interamente riconducibile alla vivacità della concorrenza nel Paese britannico, dove dal lato dell'offerta non vi sono concentrazioni eccessive di potere di mercato, mentre la domanda è tendenzialmente molto attiva, come dimostrano i tassi di *switch* superiori di un ordine di grandezza a quelli osservati in qualunque altro mercato europeo (Littlechild, 2010). Sarebbe erroneo ricondurre solo al *market design* questa differenza: gioca un ruolo molto importante anche la maggiore consuetudine degli inglesi con le opportunità del libero mercato, che è stato introdotto con almeno un decennio di anticipo sul resto d'Europa. Gioca un ruolo pure l'elevata incidenza della produzione nazionale, non tanto perché il gas domestico sia intrinsecamente più economico di quello importato, quanto perché, da un lato, l'offerta tende ad avere indici di concentrazione inferiori, dall'altro, vi è una minore esigenza di remunerare infrastrutture di grandi dimensioni per consentire l'approvvigionamento del Paese e un minor costo nel garantire la modulazione dei consumi.

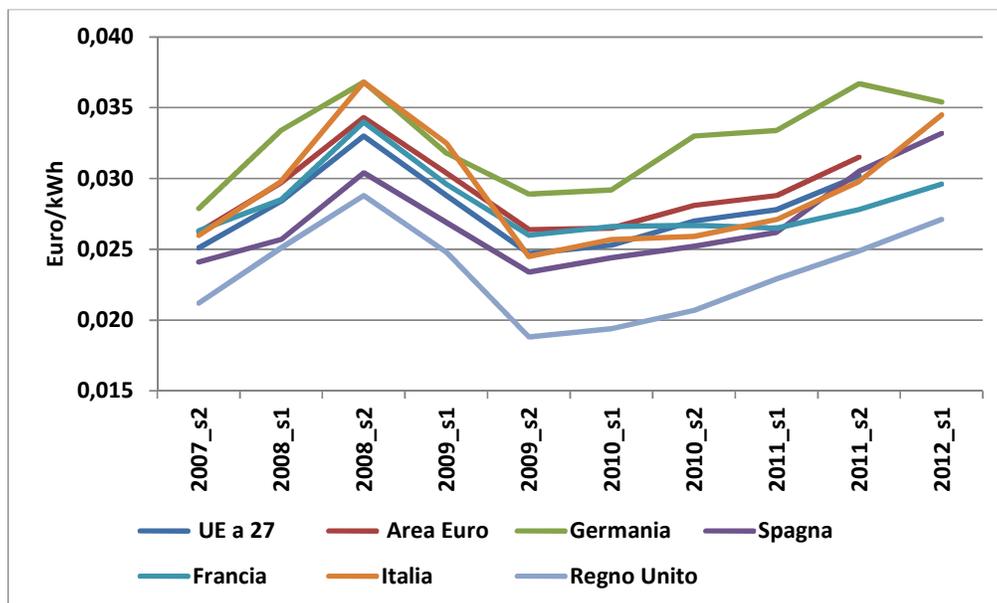


Figura 3: Prezzi semestrali per consumatori industriali 100.000 – 1.000.000 GJ (I2)

Fonte: Eurostat, 2012.

Calcolando le correlazioni delle variazioni dei prezzi fra Paesi, si nota come queste oscillino fra un minimo di 0,67 a un massimo di 0,95. In questo caso, non si riscontrano differenze sostanziali delle correlazioni relative alle variazioni italiane rispetto alle correlazioni riferite alle variazioni fra gli altri Paesi Europei. Sembra dunque esserci una struttura di domanda più simile.

Nelle figure successive, indaghiamo in modo più approfondito i fondamentali dei prezzi del gas per le varie classi di consumo industriale.

Anzitutto, in Figura 4, si riporta lo stacco dei prezzi dei principali Paesi rispetto a quello italiano<sup>3</sup>; l'esercizio viene fatto solo sulle prime cinque categorie poiché l'ultima è davvero poco popolata. Ciò che colpisce è come i prezzi delle classi più piccole di consumo industriale siano inferiori (anche di molto) ai prezzi franco-tedeschi e sostanzialmente in linea con quelli spagnoli; per contro, invece, i prezzi della classe di consumo più elevata sono dal 5% al 25% inferiori negli altri Paesi.

Questo potrebbe voler dire che, poiché l'Italia ha un tessuto di piccole e medie imprese, la maggior competizione fra fornitori porta a prezzi più favorevoli, rispetto agli altri Paesi Europei, proprio in questa fascia.

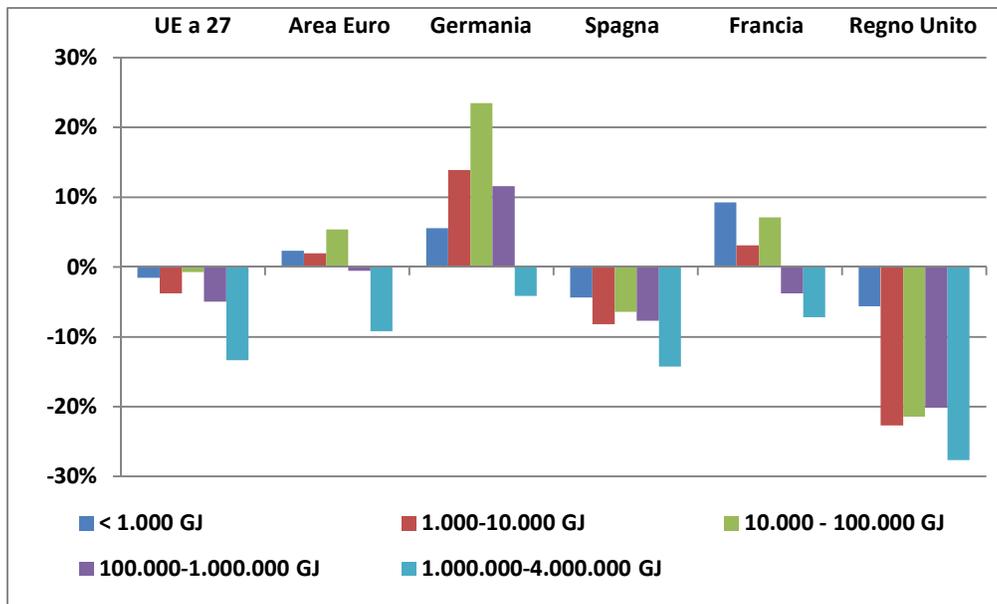


Figura 4: Stacco prezzi altri Paesi per differenti classi di consumo industriale (media 5 anni)

Fonte: Nostra elaborazione su dati Eurostat, 2012.

L'intuizione della Figura 4 è confermata dal grafico presentato in Figura 5: il grafico rappresenta il rapporto fra i prezzi ai vari clienti industriali e il prezzo ai clienti domestici più rappresentativi (classe D2).

<sup>3</sup> Come per il domestico, ci si riferisce alla media degli ultimi 5 anni: fatto 100 il valore italiano, si calcola lo stacco percentuale degli altri Paesi.

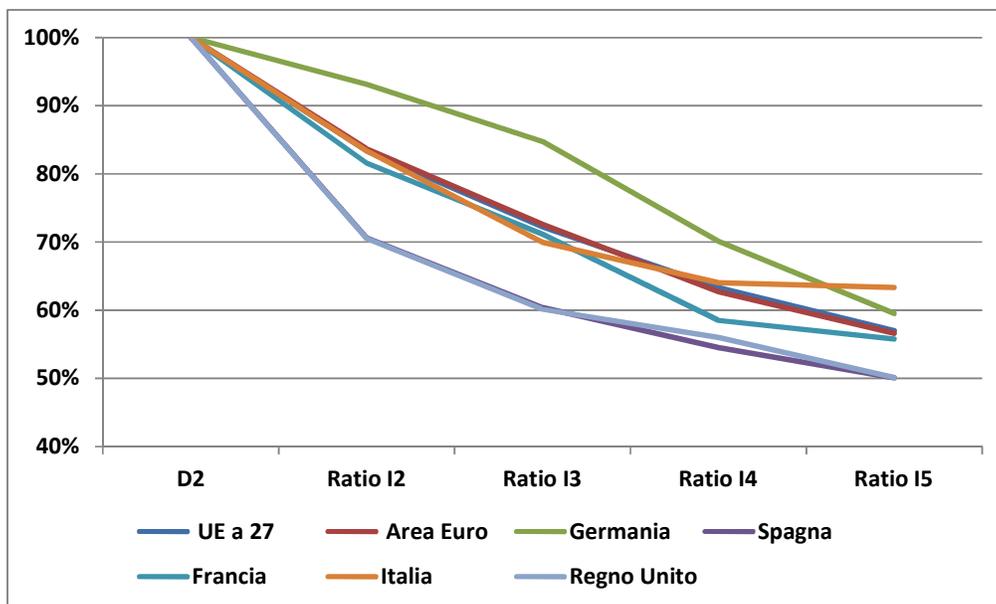


Figura 5: Rapporto fra prezzo domestico e vari prezzi industriali (media 5 anni)

Fonte: Nostra elaborazione su dati Eurostat, 2012.

Ma il grafico è anche una grezza misura delle strategie di *pricing* scelte in vari Paesi: i due estremi sono Regno Unito e Spagna da una parte e Germania dall'altra. Nel primo caso, la riduzione del prezzo somiglia ad un'iperbole; nel caso tedesco, invece, sembra molto più lineare. L'iperbole significa che la differenziazione dei prezzi è molto più accentuata nel passaggio fra domestico e prime classi di consumo industriale, e più omogenea fra i vari profili di consumo industriale; per contro, la linea retta significa che la differenziazione di prezzo è marcata anche fra i vari consumatori industriali. La curva italiana sembra appartenere più alla famiglia delle iperboli; a questo proposito, la discesa si interrompe bruscamente per le due ultime classi di consumo dove i prezzi risultano essere allineati, essendo entrambi circa il 65% di quelli domestici.

Questo è un elemento essenziale, la cui spiegazione può essere ambigua. In linea con quanto detto, si potrebbe supporre che, essendo meno popolata la categoria dei grandi consumatori industriali, questi ultimi siano meno competitivi nell'ottenere offerte convenienti, e quindi i venditori di gas possano estrarre prezzi più alti. Questa tesi può trovare un argomento ulteriore nella natura relativamente rigida della domanda, in quanto i grandi impianti industriali devono generalmente funzionare a ciclo continuo o quasi. Inoltre, essi sono soggetti a ingenti costi di *exit* - nel senso che trasferire un impianto industriale in un altro Paese è molto costoso perché richiede enormi investimenti sia nella realizzazione del nuovo sito, sia nella dismissione di quello vecchio. Tuttavia questa tesi non appare del tutto convincente. Infatti la domanda dei grandi consumatori industriali è rigida e con alti costi di *exit* in tutti i Paesi; anzi, in presenza di una maggiore domanda in quella classe di consumo, ci si potrebbe aspettare addirittura prezzi ancora più alti, specie in mercati relativamente concentrati dal lato dell'offerta come sono tipicamente quelli europei continentali, dove dunque, persino in una fase di brusco calo dei consumi e profonda recessione, il mercato è tendenzialmente "del venditore".

Per meglio comprendere quale sia l'interpretazione corretta di questa deviazione dalla distribuzione osservata nel resto d'Europa, può essere utile concentrarsi su una specifica classe di consumatori: i produttori termoelettrici. Si osservi che spesso i produttori termoelettrici fanno parte di aziende conglomerate le quali attraverso alcune *business unit* (o altri soggetti societariamente distinti) operano centrali termoelettriche, mentre attraverso altre si approvvigionano e vendono gas. Sebbene questo possa rappresentare una ragione di complessità dal punto di vista analitico - in quanto la natura verticalmente integrata o meno dei gruppi può avere un effetto sulle loro strategie di approvvigionamento, per esempio in virtù della maggiore o minore certezza della domanda di gas e dunque la maggiore o minore propensione ad assumersi rischio-volume in fase di negoziazione per i contratti - dal nostro punto di vista il problema è poco rilevante. Infatti, a prescindere dai valori contabilizzati, da un punto di vista analitico non ha senso distinguere i *transfer price* intra-gruppo dai prezzi di mercato della *commodity*. Inoltre, anche qualora vi fosse una differenza contabile, tale differenza non potrebbe essere molto elevata, sia per ragioni normative e di trasparenza, sia perché in ogni caso un *transfer* intra-gruppo a prezzi molto diversi da quelli di mercato implica un elevato costo opportunità e soprattutto una distribuzione interna di *profit* e *loss* del tutto irrazionale.

### *Termoelettrici*

Eurostat, purtroppo, non fornisce delle rilevazioni di prezzo per coloro i quali si servono del gas naturale per generare energia elettrica. Riferimenti e rilevamenti dei prezzi gas pagati dai produttori termoelettrici sono quindi (ben) più difficoltosi anche perché molto spesso si tratta di rapporti bilaterali tra compratore e venditore.

In Italia poi mentre i mercati<sup>4</sup> su cui è organizzata la piattaforma centralizzata per la compravendita del gas naturale all'ingrosso quella che sarà la nostra Borsa gas sono ancora (molto) poco liquidi e comunque in evoluzione gli esiti del PSV<sup>5</sup>, dove viene consegnato il gas scambiato sul mercato a termine e comune riferimento per il mercato all'ingrosso italiano, sono ancora disponibili solo grazie ad agenzie private.

La buona notizia è che, come in più occasioni ha rilevato e segnalato anche l'Autorità per l'Energia (AEEG, 2012a), le dinamiche competitive in atto fanno registrare una riduzione dei differenziali di prezzo rispetto ai mercati del nord Europa. Da gennaio 2012 la dinamica di convergenza si è fatta sempre più evidente (si veda grafico seguente): il differenziale medio tra l'Italia e il nord Europa, da aprile 2012, si è attestato intorno ai 3,3 euro/MWh contro i 5,7 euro/MWh dell'anno precedente, secondo un *trend* che appare confermato dalle quotazioni *forward* per l'anno termico 2012/2013, in base alle quali il differenziale medio da aprile 2012 si attesta attorno ai 3,8 euro/MWh, con valori pari a circa 2,9 euro/MWh (quindi prossimo ai costi di trasporto valutabili nell'ordine di 2,7 euro/MWh).

---

<sup>4</sup> Un mercato a pronti (M-GAS), a sua volta articolato in un mercato del giorno prima (MGP-GAS) e in un mercato infragiornaliero (MI-GAS).

<sup>5</sup> Il Punto di scambio virtuale è una piattaforma gestita da Snam Rete Gas che consente di effettuare scambi bilaterali di gas naturale su base giornaliera e infragiornaliera. Svolge anche la funzione di punto di consegna per il gas scambiato sui mercati gas gestiti dal GME (M-GAS e P-GAS) e rigassificato ai terminali di GNL nazionali. Senza l'abilitazione a operare su PSV non si può partecipare al mercato del bilanciamento (PB-GAS).

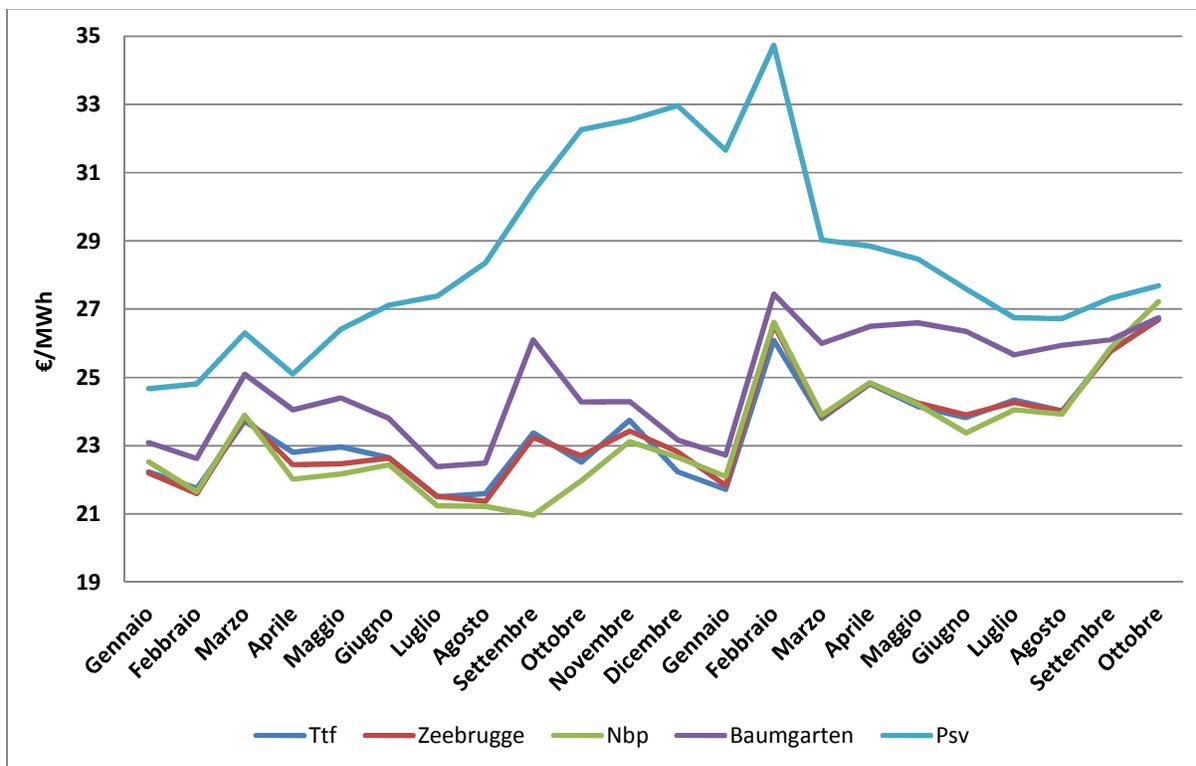


Figura 6: Prezzi del gas ai principali hub europei nel 2011-2012

Fonte: Staffetta Quotidiana, Thomson Reuters e Cegh.

Domanda italiana stagnante e congiuntura internazionale non migliore hanno portato il differenziale di prezzo del mese di ottobre tra il PSV e il TTF a solo 0,8 €/MWh, il minimo storico. Mentre il nodo di Baumgarten è separato da “l’hub” italiano da soli 0,7 €/MWh<sup>6</sup>.

Ma, altro grande elemento di novità, le dinamiche convergenti paiono sempre più generalizzate. I prezzi dei contratti di fornitura all’ingrosso alle imprese di vendita al dettaglio, ma anche ai clienti industriali e termoelettrici, stanno convergendo con i prezzi al PSV.

A tal proposito, particolarmente adatto ci pare il richiamo alla recente chiusura dell’istruttoria conoscitiva sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale dell’Autorità (AEEG, 2012b).

I risultati evidenziano come le società di vendita al mercato tutelato comprino, di fatto, il gas all’ingrosso a prezzi di mercato sensibilmente inferiori a quelli delle formule definite dalla regolazione per il mercato finale, ancora fortemente influenzate dai prezzi del petrolio. Trattenendo così il relativo margine che non raggiunge quindi i clienti finali. Tanto che il vecchio meccanismo di calcolo della materia prima nei prezzi per il mercato tutelato risulta ormai “obsoleto”.

Nella relazione di chiusura dell’indagine vi è anche un utile riferimento al prezzo pagato dai consumatori termoelettrici, peraltro affiancato a quello industriale. Stesso paragone viene facile se si guardano i dati

<sup>6</sup> In presenza di un divario così piccolo è facile capire perché le aste di capacità interrompibile al TAG continuano ad andare deserte.

riportati nelle relazioni annuali AEEG degli ultimi due anni riferiti agli anni solari 2010 e 2011 (v. Tabella) a loro volta tratte dalle indagini annuali sui settori regolati purtroppo non pubblicamente accessibili.

	Industriale c€/mc	Termoelettrico c€/mc	$\Delta$ c€/mc
a.t. 2011/2012	35,14	38,15	+3,01
a.t. 2012/2013 <sup>7</sup>	32,34	34,60	+2,26
a.s. 2010	26,70	29,80	+3,10
a.s. 2011	32,03	33,45	+1,42

Fonte: AEEG 2011-2012.

Il differenziale di prezzo che, anche se diminuito, tuttora resiste tra grande industria e termoelettrico (peraltro industria anch'esso) crediamo sia indicatore di distorsioni presenti sul mercato e anche di regole che non tengono adeguatamente conto delle mutate caratteristiche di prelievo degli impianti.

In particolare, sviluppo delle fonti rinnovabili e calo della domanda di elettricità, hanno portato una riduzione delle ore di funzionamento. Mentre non è ancora valorizzato il contributo che gli impianti termoelettrici danno in termini di flessibilità per il bilanciamento e la sicurezza del sistema elettrico.

Se ne potrebbe tener conto nelle strutture tariffarie e nell'accesso alla capacità di stoccaggio. Su quest'ultimo rimarchiamo come la suddetta istruttoria condotta dall'Autorità abbia dimostrato un non trascurabile "effetto stoccaggio" incorporato nel prezzo di fornitura dei clienti di piccole dimensioni.

Con gli attuali criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio per la modulazione dei prelievi domestici, il diritto a detta capacità viene tipicamente retrocesso, dal dettagliante al suo fornitore all'ingrosso. Cosa che consente al dettagliante di ottenere talvolta un nuovo sconto sulla fornitura.

Questo pone un duplice problema. Per quel che riguarda l'utilizzo della capacità di stoccaggio, essa viene allocata secondo criteri definiti *ex ante* e non secondo il principio di mercato di essere impiegata a favore di quei clienti che manifestino una maggiore disponibilità a pagare (Creti, 2009). E' chiaro, anche qui, come ciò sottenda un sacrificio di efficienza economica nel nome di una (forse malintesa) "equità" nella struttura di *pricing* tesa a favorire i piccoli clienti (domestici e industriali) (Bonacina et al, 2009). Il paradosso è che, per favorire il piccolo consumatore gas, si sfavorisce il maggior consumatore, cioè il produttore termoelettrico, con effetti negativi sui prezzi dell'elettricità a danno, tra gli altri, del piccolo consumatore elettrico (che sovente coincide col piccolo consumatore gas). Il saldo netto tra questi due effetti è ambiguo ma, con ogni probabilità, finisce per sfavorire, anziché agevolare, i bilanci famigliari.

Il secondo tema è legato, invece, al ruolo del calo della domanda nel propiziare la convergenza. Per quanto quello italiano sia un mercato tradizionalmente oligopolistico, l'effetto della recessione<sup>8</sup>, manifestatosi

<sup>7</sup> Prezzo medio ponderato sulla base dei contratti già stipulati od in via di chiusura a luglio 2012. Non sono considerati volumi contrattualizzati successivamente, fino al termine della campagna commerciale, sebbene corrispondano a quantità rilevanti; sulla base delle segnalazioni ricevute, questi ultimi volumi sono stati negoziati a prezzi allineati a quelli registrati al PSV.

quasi contemporaneamente all'inaugurazione della prima infrastruttura di adduzione non controllata dall'operatore dominante sul mercato (il rigassificatore di Rovigo, dalla capacità di 8 Gmc/anno, pari a oltre un decimo dei consumi attuali) è stato quello di rendere il mercato particolarmente "lungo". In queste condizioni estrarre rendite è pressoché impossibile, pur in presenza di scarsi collegamenti con gli altri mercati (ma la possibilità di acquistare metano spot e importarlo via nave è uno di questi collegamenti e non il meno importante). Da qui la domanda: la convergenza osservata è puramente (o prevalentemente) congiunturale, oppure si tratta di un fenomeno (largamente) strutturale destinato a impattare il funzionamento del mercato in modo sistematico nel lungo termine?

La risposta è complessa per varie ragioni. Una di esse è che lo stesso calo di domanda è, almeno in parte, esso stesso strutturale. Infatti, il calo è legato essenzialmente a tre *driver*: 1) la riduzione della produzione industriale; 2) la chiusura di alcuni impianti *energy intensive*; 3) lo spostamento verso destra della *merit order curve* nella produzione elettrica (Hirth 2012). Se il primo driver è legato alla congiuntura, è difficile che le imprese che hanno chiuso riaprano (o che aprano altre imprese con simili processi produttivi) e che quindi quel segmento di domanda torni a rigenerarsi nel momento in cui l'economia sarà nuovamente in crescita. Allo stesso modo, lo spostamento della curva di merito legato al *boom* di capacità di produzione elettrica rinnovabile, non solo non retrocederà, ma è destinato a crescere ulteriormente.

In presenza di obblighi di ritiro da parte della rete e remunerazione determinata dalla regolazione e non dal mercato, questo determina l'erosione "dal basso" della produzione termoelettrica e, dunque, della domanda di gas a tal fine.

La natura almeno parzialmente strutturale della riduzione della domanda di gas, dunque, milita a favore della tesi secondo cui la convergenza dei prezzi verso i livelli europei sia un fenomeno (almeno) di medio termine. Altri fattori, però, lasciano intendere il contrario. In particolare, la struttura dell'offerta italiana di gas è ancora largamente baricentrata sui contratti a lungo termine, stipulati da un ristretto numero di soggetti e indicizzati al petrolio (si noti che, a differenza del passato, la domanda di petrolio è ormai indipendente da quella di gas). Questo implica che il perdurare di condizioni di mercato con prezzi spot sugli *hub* europei, e di conseguenza sui prezzi italiani, inferiori ai prezzi contrattualizzati è insostenibile per gli operatori. Da qui tre possibili vie d'uscita: a) gli operatori avranno successo nel rinegoziare i contratti e/o dovranno pagare penali di entità tale da portare alcuni di essi al fallimento; b) gli operatori dominanti faranno valere il proprio potere di mercato e ripristineranno almeno parte del differenziale di prezzo, in modo tale da garantirsi la capacità di recuperare i costi fissi sottesi ai contratti *take or pay*; 3) il mercato si adatterà sugli attuali livelli, ma gli operatori potranno recuperare i propri costi fissi attraverso politiche di sussidio più o meno esplicite (come il cosiddetto *capacity payment gas*, che consiste nel remunerare i titolari di contratti di lungo termine in funzione del contributo che essi danno alla "sicurezza" del Paese, sia pure in condizioni di *overcapacity* infrastrutturale rispetto alla domanda attesa). Su questo interviene la Strategia Energetica Nazionale.

---

<sup>8</sup> E forse anche di più strutturali interventi di efficienza e risparmio energetico nonché l'esordire di alcuni (potenziali) concorrenti del metano dal solare termico al teleriscaldamento, quest'ultimo addirittura dal gas naturale sussidiato *ex lege* (art. 22 c. 4 Dlgs. 28/2011). Ci riferiamo all'istituzione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico di un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano pari a 0,05 €/Sm, a carico dei clienti finali, le cui modalità di applicazione e raccolta sono affidate all'AEEG.

## Le soluzioni proposte nella SEN

«La promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale *Hub* sud-europeo», giudicata elemento chiave per consentire al Paese di recuperare competitività e migliorare sul piano della sicurezza, è la seconda delle sette priorità individuate nella Strategia Energetica Nazionale posta in consultazione dal Ministero dello Sviluppo.

L'idea dell'*hub*, se da un lato non è per nulla nuova, dall'altro poggia su solide argomentazioni, quali la favorevole posizione geografica e il peso del gas naturale nella produzione dell'energia elettrica (maggior disponibilità di gas dovrebbe tradursi in prezzi meno onerosi).

Condizione necessaria per un futuro *hub* sono senz'altro i rigassificatori di GNL.

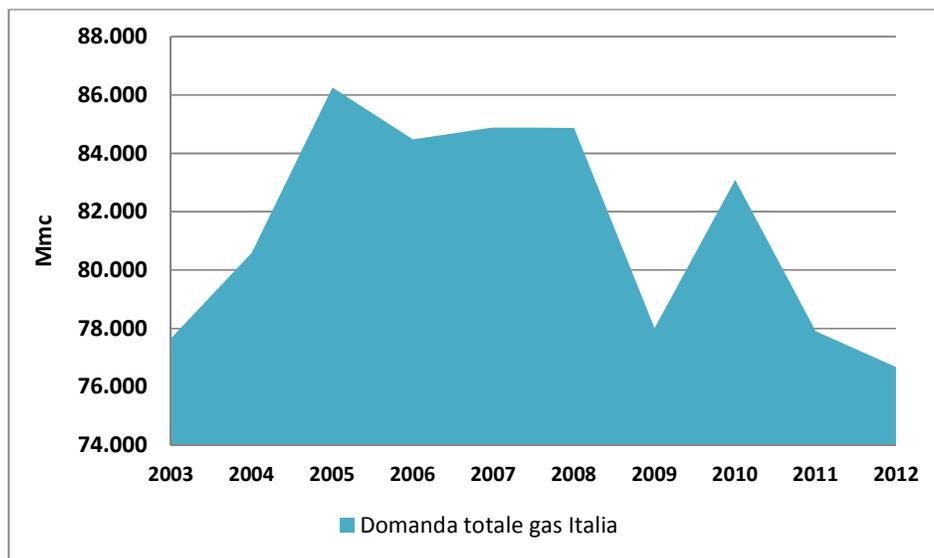
È vero infatti che la maggior offerta di gas liquefatto oltre a contendere spazi al tradizionale approvvigionamento via tubo, produce due conseguenze rilevanti: accresce la liquidità e l'importanza dei mercati spot e contribuisce all'integrazione globale. Ed è altrettanto vero che l'Italia, fino ad oggi, ha potuto beneficiare ben poco di quest'abbondanza e dei conseguenti prezzi convenienti, in realtà anche a causa della cronica difficoltà di accesso ai gasdotti internazionali per gli aspiranti importatori italiani. La questione è legata anche alle regole di allocazione della capacità sui gasdotti internazionali, che non prevedono normalmente clausole di tipo *use it or lose it*, anche se questo solo fatto non è in alcun modo sufficiente a spiegare il delta.

Tuttavia, qualunque ragionamento sull'opportunità di fare dell'Italia un *hub* assume contorni radicalmente differenti a seconda che venga collocato prima o dopo la recessione. Fino al 2008, la prospettiva era quella di una domanda rapidamente crescente, trascinata sia dalla crescita economica, sia dalla domanda termoelettrica. Dopo il 2008 il simultaneo presentarsi della recessione e la citata impennata della produzione rinnovabile hanno prodotto un radicale cambiamento di scenario: oggi, nel futuro prevedibile la domanda nazionale di gas è destinata a stagnare, se non a una contrazione.

Ora, va da sé che il progetto di farsi *hub* non è funzione solo della domanda nazionale ma anche, e soprattutto, della domanda attesa nei Paesi confinanti (a nord). Il presupposto, dunque, è che sia possibile importare gas da sud - via nave o via tubo - a costi inferiori ai prezzi centroeuropei e che, dunque, sia economicamente razionale per gli operatori far transitare il gas lungo la penisola italiana per venderlo su mercati finali europei. Se tale condizione sarà verificata, allora sarà economicamente razionale (al netto delle riflessioni sull'impatto distributivo che potrebbe avere la scelta di realizzare infrastrutture a carico della collettività, quando la loro finalità è essenzialmente *merchant*) investire in tale direzione. Tuttavia, si tratta di uno scenario oggi piuttosto improbabile, e in ogni caso attualmente, a differenza che nel 2008, la capacità di importazione appare già sovradimensionata rispetto alla domanda attesa (italiana ed europea).

A nostro avviso, dunque, prima di prendere impegnative decisioni d'investimento, sarebbe opportuno chiedersi perché i vari attori del mercato non stanno realizzando queste infrastrutture, peraltro non certo disincentivate. Per inciso, dopo Trieste, anche il rigassificatore di Priolo non si farà.

Crediamo che, su questo punto, non si possano trascurare gli effetti di una domanda che resta molto modesta e molto lontana dai livelli pre-crisi. Lo scorso mese ottobre è stato il peggiore di sempre. Se novembre e dicembre manterranno la tendenza dei mesi precedenti i consumi di gas del 2012 – nonostante il grande freddo di febbraio - torneranno a livelli precedenti a quelli del 2003 (v. Figura 7).



**Figura 7: Domanda totale italiana di gas naturale, anni 2003-2012**

Fonte: Nostra elaborazione su dati MSE, nostra stima, su dati SRG, degli ultimi due mesi del 2012.

Maggiore poi dovrebbe essere l'attenzione riguardo agli scenari elaborati dalla DG Energia della Commissione Europea, specie quando prevedono consumi di gas che flettono dai 530 miliardi di mc del 2010 a circa 500 del 2020 e a 465 del 2030. Mentre il decremento della produzione europea dovrebbe essere compensato da un incremento in valore assoluto di 45 miliardi di mc nell'arco di 20 anni. Un valore quest'ultimo molto modesto specie se si pensa che entro quest'anno dovrebbe essere firmato un *memorandum* di intesa per la costruzione di un nuovo raddoppio del Nord Stream la cui costruzione, da sola, comporterebbe una capacità addizionale di altri 55 miliardi di mc.

Ci pare quindi una non piccola mancanza l'assenza della quantificazione della suddetta necessità addizionale di infrastrutture e più in generale di un'approfondita analisi di scenario sulle prospettive della domanda, senza la quale non comprendiamo come si possa ragionare sull'adeguatezza dell'offerta.

Non è, poi, ben chiaro perché nella Strategia si continui a insistere sulla sicurezza degli approvvigionamenti, quando sempre nella SEN viene dato per soddisfatto il Criterio N-1<sup>9</sup>. Questo stabilisce che ogni Stato membro deve essere in grado di garantire le forniture a tali clienti tutelati nelle peggiori condizioni di domanda invernale anche in assenza della maggiore delle fonti di approvvigionamento.

Sarebbe, quindi, più corretto parlare solo di sicurezza energetica, definita come la disponibilità di energia a prezzi ragionevoli (Frappi e Verda, 2010; Stagnaro, 2007; Stagnaro, 2009).

In ogni caso, riteniamo che vada molto più sostanzziata – specie in termini di analisi costi e benefici e sin da subito – la realizzazione di Infrastrutture Strategiche, fattibili con garanzia di copertura dei costi d'investimento ma a carico del sistema.

<sup>9</sup> Regolamento EU 994/2010.

Anche perché la previsione per queste infrastrutture di *iter* autorizzativi accelerati crediamo vada ben argomentata in un contesto di mercato liberalizzato. Nella sostanza, infatti, il combinato disposto tra l'individuazione di un *iter* accelerato e la garanzia (esplicita o implicita) di copertura finanziaria a carico dei consumatori avrebbe due effetti di enorme portata, che sembrano essere stati trascurati nel testo della SEN del resto poco interessato al *market design*: 1) si tornerebbe di fatto a una programmazione *top down* delle infrastrutture, che negli ultimi dieci anni (specie nell'elettrico) sono invece state affidate all'emergere di un ordine "spontaneo" *bottom up*; 2) il semplice annuncio che verranno realizzate infrastrutture con le caratteristiche sopracitate (e presumibilmente affidate come minimo alla regia, e potenzialmente addirittura a investimenti, dell'operatore di rete) avrebbe l'effetto immediato di far venir meno qualunque progetto infrastrutturale oggi in discussione a carico (e a rischio) dei privati. Infatti, nessuno si assumerebbe il rischio di realizzare nuovi *entry point* a proprio rischio, sapendo che il Paese si appresta a investire massicciamente nella realizzazione di *overcapacity* "a fini strategici" e *risk-free*. Non solo: la garanzia di pieno recupero dell'investimento rischia di produrre una ulteriore distorsione "di second'ordine", spingendo l'operatore di rete (o chi per lui) a realizzare le opere laddove il percorso autorizzativo appare più rapido, e non necessariamente dove è massimizzata la probabilità di saturare (cioè ripagare "sul mercato") l'infrastruttura stessa.

Ci pare, a tal proposito, ben strana la mancanza di riferimenti alla procedura di *Open Season*, già frequentemente adottata in Europa, proprio per la selezione delle infrastrutture. Particolarmente ostico, inoltre, ci pare il tema degli *iter* autorizzativi accelerati di cui beneficerebbero le infrastrutture giudicate strategiche, stante l'attuale assetto normativo. Sul punto è poi il caso di essere chiari, è infatti ben difficile che la riforma del Titolo V della Costituzione possa essere realizzata entro la fine dell'attuale legislatura, cosa che invece ci pare data per già acquisita in molti passaggi della bozza di SEN posta in consultazione. Andrebbero, infine, tenuti maggiormente in conto i mutamenti, in atto da già 4 anni, che anche secondo la recente letteratura in materia (su tutti Stern), paiono irreversibili e inarrestabili con inevitabili conseguenze per l'ancoraggio contrattuale dei prezzi del gas a quelli di petrolio e suoi derivati. E, crediamo, sia già manifesto che l'Italia beneficerà di questa dinamica con o senza un comportamento proattivo di cui, comunque, ci sfuggono i contorni.

## Considerazioni finali

Per riassumere l'analisi svolta, oggi il mercato italiano soffre di tre patologie, almeno una delle quali è, tuttavia, apparentemente in corso di guarigione.

Le tre patologie sono legate al fatto che i prezzi italiani del gas per la maggior parte delle categorie di consumatori sono mediamente superiori al resto d'Europa. Dietro tale differenziale stanno diverse spiegazioni:

- Un problema di *market design* a causa del quale il mercato italiano è storicamente disconnesso dagli altri mercati europei. Negli ultimi mesi si è osservata una significativa convergenza tra i prezzi italiani e quelli europei. La principale ragione di tale fenomeno va ricercata nel calo della domanda che ha "allungato" il mercato e dato luogo a una situazione di eccesso di capacità di importazione.
- Un problema di *pricing* legato alla distribuzione dei prezzi che sono costruiti, principalmente per ragioni normative e regolatorie, in modo favorevole ai piccolissimi consumatori.

- Un problema di regolazione relativo, in particolare, all'utilizzo del gas di stoccaggio, riferito prioritariamente ai consumatori domestici e che dunque non può essere allocato sulla base del criterio della disponibilità a pagare<sup>10</sup>.

Tutti questi problemi, sia quando dipendono dal modo in cui il mercato è organizzato e dalle norme che vincolano il comportamento degli operatori, sia quando derivano dalla struttura (contrattuale) dell'approvvigionamento, ci pare trovino scarsa attenzione nella Strategia Energetica Nazionale, cioè il documento predisposto dal Governo per rispondere, tra l'altro, proprio al duplice problema degli alti prezzi e dell'insufficiente livello di integrazione tra il mercato italiano e i mercati europei. Infatti la SEN si focalizza, per quanto riguarda il gas, sull'esigenza di realizzare ulteriore eccesso di capacità di importazione, a carico del sistema, senza esplicitare però la sottostante analisi costi-benefici che, dai dati disponibili, appare difficile possa giustificare l'entità e la natura degli investimenti programmati.

Appare infatti evidente che oggi il problema principale stia nel modo in cui il mercato è disegnato, e quindi l'infrastruttura che richiede più manutenzione è quella giuridico-regolatoria, non quella fisica. Ciò è specialmente vero se si considera che la domanda nazionale è attesa stagnante o in declino, vuoi per la recessione vuoi per la contrazione strutturale della domanda termoelettrica.

Anche la domanda europea, che probabilmente crescerà in reazione alla riduzione della produzione di gas in nord Europa, difficilmente sarà sufficiente a saturare le infrastrutture esistenti e, a maggior ragione, quelle progettate.

In ogni caso, perché ciò accada occorre che si verifichi una condizione per nulla scontata, cioè che il gas entri in Italia (da sud) a costi inferiori ai prezzi che i consumatori europei (nel centro-nord) sono disposti a pagare. Ciò è necessario non solo riallineare i prezzi *spot* (che oggi in Italia sono, appunto, superiori) ma addirittura invertire il rapporto allo scopo che un mercato effettivamente liquido e in presenza di infrastrutture in grado di gestire un flusso bidirezionale "chiami" gas da sud a nord.

Questo obiettivo, che sia condivisibile oppure no, e che sia realisticamente raggiungibile oppure no, in ogni caso appare debolmente correlato con l'obiettivo di maggior momento di ripristinare una razionalità economica nel *market design* italiano consentendo, da un lato, una effettiva convergenza dei prezzi, dall'altro, il venir meno dei trasferimenti impliciti tra diverse categorie di consumatori a danno dei grandi consumatori e, in particolare, del consumatore termoelettrico (che si riverbera in maggiori costi dell'elettricità per tutte le categorie di consumatori elettrici ed effetti, a parità di altre condizioni, probabilmente *welfare decreasing*).

Alla luce di queste considerazioni, si può sostenere che la risposta alla domanda iniziale - il gas costa troppo? - debba essere affermativa in due sensi: costa troppo in media (se si guarda ai prezzi sul PSV), e costa troppo per la maggior parte delle categorie di consumatori.

---

<sup>10</sup> Apprezzabili, ma ancora insufficienti, le disposizioni contenute nel DL 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese".

## Riferimenti bibliografici

AEEG, (2012): "Chiusura dell'istruttoria conoscitiva avviata con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2012, 263/2012/R/GAS, sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale", Delibera 31 ottobre 2012 456/2012/R/gas

AEEG, (2012): Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - Volume 1 - Stato dei servizi

AEEG, (2011): Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - Volume 1 - Stato dei servizi

AEEG, (2012): Segnalazione 11 ottobre 2012 410/2012/l/com

Bonacina M., Cretì A. and Sileo A. (2009), "Gas storage services and regulation in Italy: A Delphi analysis", Energy Policy, vol. 37, issue 4, pp. 1277-1288, April

Cretì, A (2009) edited by: "The economics of natural gas storage: A European approach", Springer Verlag

Dorigoni, S. (2001): "Interazione fra convergenza e liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas naturale: lezioni per l'Europa dagli Stati Uniti"; Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente, Fasc.1-2 (2001), pp. 55-86.

Esnault, B. (2003): "The need for regulation of gas storage: the case of France"; Energy Policy; vol.31, n.2, pp. 167-174

Frappi, C.; Verda, M. (2010): "Sicurezza energetica, gas naturale e rapporti russo-europei", XXIV Convegno SISP, Venezia 2010

Hirth L. (2012): "The Market Value of Variable Renewables", FEEM Working Paper, no.15-2012

Littlechild S. (2010): "The Creation of a Market for Retail Electricity Supply", ERPG Working Paper, no.1017

Robinson, T. (2007): "Have European gas prices converged?", Energy Policy, vol.35 (4), pp.2347-2351

Sileo, A. 2011: "Dentro i prezzi dell'energia elettrica in Italia", The Adam Smith Society, settembre

STAGNARO, C. (2007) a cura di: "Sicurezza energetica", Rubbettino

STAGNARO, C. (2009) a cura di: "Il mercato del gas naturale", Rubbettino

Stern, J. P.; (2012) edit by : "The Pricing of Internationally Traded Gas", The oxford Institute for Energy Studies

Stern, J. P.; Howard, R. (2011): "The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe"; The oxford Institute for Energy Studies, NG.49, March 2011.