

# PREZZI E ACCISE NEL GAS NATURALE PER USI INDUSTRIALI IN ITALIA E IN ALCUNI PAESI EUROPEI: ELEMENTI DI VALUTAZIONE

FLORIANA CERNIGLIA

pubblicazione internet realizzata con contributo della

**COMPAGNIA**  
di San Paolo

# Prezzi e accise del gas naturale per usi industriali in Italia e in alcuni Paesi europei: elementi di valutazione

Floriana Cerniglia\*

Università Cattolica del Sacro Cuore - Facoltà di Scienze Politiche

E mail: [floriana.cerniglia@unicatt.it](mailto:floriana.cerniglia@unicatt.it)

*Versione preliminare e provvisoria*

## 1. Introduzione

A fronte dell'avvio del processo di liberalizzazione del mercato del gas italiano con il recepimento nell'anno 2000 della direttiva 98/30/CE si sono generate nel mercato aspettative di riduzione dei prezzi. In particolare l'introduzione della libertà di scelta del fornitore (idoneità) e dell'accesso al sistema hanno portato in primo piano il tema delle ricadute dei costi dell'approvvigionamento energetico sulla competitività del sistema industriale nazionale.

L'obiettivo principale di questo lavoro è una analisi del prezzo sul gas pagato dalle imprese italiane nel triennio 2001-2003. Questi prezzi vengono confrontati con i prezzi di altri quattro paesi europei Germania, Francia, Belgio, Spagna e con la media ponderata di questi quattro paesi. Dai confronti emerge in maniera netta che soprattutto per le imprese italiane di medie e grandi dimensione (la dimensione è qui riflessa dal volume dei consumi di gas), i prezzi, al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra della media dei quattro paesi importatori qui considerati.

La questione merita interesse dato che, ovviamente, si tratta di un ulteriore aggravio di costo che può impattare negativamente sulla competitività dei prodotti italiani stessi.

Il lavoro è strutturato in due parti.

Il paragrafo 2 presenta il quadro normativo delle accise sul gas naturale per usi industriali facendo riferimento sia alla legislazione italiana, sia alla nuova normativa europea a seguito della direttiva 2003/96/CE e si chiude con un confronto sul livello di accise fra i paesi europei. Sulla base di questi confronti emerge che in Italia il sistema di accise sul gas naturale per usi industriali non presenta valori più alti rispetto ai principali Paesi europei.

---

\* Questo lavoro rientra nell'ambito del progetto di ricerca "Dinamica strutturale: profili tecnologici e organizzativo-istituzionali" finanziato dall'Università Cattolica (Linea di finanziamento D.1 anno 2005).

Il paragrafo 3 presenta i prezzi pagati dai clienti industriali suddivisi per tipologia di consumo; in questo paragrafo, oltre alla mera descrizione dei dati, si avanzano degli elementi di interpretazione per spiegare sia gli scostamenti fra i prezzi italiani e quelli dei paesi europei qui considerati, sia anche gli scostamenti di prezzo tra gli stessi clienti industriali italiani. Emerge infatti che il sistema dei prezzi italiano è più penalizzante per il sistema industriale nel complesso (rispetto ai clienti civili) ma soprattutto per i grandi e grandissimi clienti industriali.

Per riequilibrare questi scostamenti tra i prezzi, il lavoro si conclude con delle ipotesi di riforma volte a introdurre sia elementi di degressività nella struttura della tariffa di trasporto sia anche la possibilità di un altro “scalino” nel sistema delle accise.

## **2. Le accise sul gas naturale per usi industriali**

### **2.1 Il quadro normativo Italiano**

In Italia le accise energetiche svolgono un ruolo non trascurabile nella produzione di gettito. Nel 2003 il gettito ammonta a circa 32 miliardi di euro. Si tratta di circa il 2,5% del Pil e di oltre l'8% delle entrate tributarie e dell'80% di tutte le imposte ambientali<sup>1</sup>. Nella normativa italiana tutta la materia delle accise<sup>2</sup> è regolata da un Testo unico (D.Lgs 26 ottobre 1995, n. 504 – testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e le relativi sanzioni penali e amministrative). Il Capo II del Testo Unico norma gli oli minerali e fra questi è incluso il gas metano<sup>3</sup> la cui fiscalità è costruita su tre diverse imposte : i) un'accisa i cui livelli e aliquote sono definiti a livello nazionale dal suddetto Testo Unico e da successive modificazioni e risultano articolati per tipo di uso del gas (civile, industriale, termoelettrico) e per area geografica; ii) un'imposta regionale (ARISGAM) che si applica soltanto alle regioni a statuto ordinario e per il gas metano uso combustibile (no autotrazione), tale imposta viene determinata da ciascuna regione, con propria legge, entro i limiti minimo di 10 lire e massimo di lire 60 al metro cubo di gas erogato e relativa imposta regionale sostitutiva; iii) l'imposta sul Valore Aggiunto (IVA) anch'essa differenziata per tipo di uso del gas.

In questo lavoro consideriamo il sistema di accise del gas naturale per usi industriali e per ciò rilevano le disposizioni di cui all'articolo 26 del Testo Unico (“Disposizioni particolari per il gas metano”), in particolare il comma 1 che sottopone ad accisa il gas metano destinato all'autotrazione e alla combustione per usi civili e per usi industriali. Come accennato anche il sistema di accise sul

---

<sup>1</sup> Cfr Longobardi (2005, pag. 224) e ISTAT (2004) *Conti ed aggregati economici delle Amministrazioni Pubbliche, Serie SEC95 – anni 2000-2003*.

<sup>2</sup> Come è noto le tre più grandi categorie di prodotti sottoposti al regime fiscale delle accise sono gli oli minerali, le bevande alcoliche e i tabacchi.

<sup>3</sup> Il capo II del Testo unico si apre con l'art. 21 che presenta l'elenco di prodotti “oli minerali” sottoposti ad accisa. Questo elenco è piuttosto ampio, ed oltre al gas metano ricordiamo la benzina, la benzina senza piombo, il petrolio lampante o cherosene, oli da gas o gasolio, i gas di petrolio liquefatti, etc.

gas naturale per usi industriali si compone di una aliquota nazionale, che è ad oggi pari a 0,012498 euro/m<sup>3</sup>, e di una addizionale regionale. Circa l'addizionale regionale, questa è stata istituita dalla legge 14 giugno 1990 n. 158 e poi successivamente modificata e prevede che la stessa sia determinata da ciascuna regione con propria legge entro i limiti, come prima detto, di lire 10 e massimo di lire 60. Nella tabella che segue riportiamo le aliquote regionali in vigore nel 2005

**Tabella 1**

<b>Regioni</b>	<b>Addizionale regionale</b>
Piemonte	6,249
Veneto	6,249
Liguria	6,249
Emilia Romagna	6,249
Toscana	6
Umbria	5,2
Marche	6,249
Lazio	6,2
Abruzzo	6,249
Molise	15
Campania	6,249
Puglia	6,249
Basilicata	6,249
Calabria	6,249

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas - Relazione annuale 2005.p.289.

Note: Le Regioni a statuto speciale hanno l'addizionale regionale pari a zero, la Regione Lombardia invece l'ha abolita dal 2002 (art.1, comma 10, LR 18/12/2001, n. 27)

Dalla Tabella precedente osserviamo che, nonostante un certo margine di manovrabilità sull'aliquota, come permesso dalla legge, tutte le regioni impongono un'addizionale regionale intorno a 6 euro per mille metri cubi. Fanno eccezione la Toscana, con cinque euro per mille metri cubi di consumo e il Molise con 15 euro per mille metri cubo di consumo. Si osservi anche che a fronte di questa uniformità nella scelta dell'aliquota da parte delle Regioni italiane, la distribuzione regionale del gettito non è uniforme, ma presenta significativi gradi di dispersione territoriale<sup>4</sup>.

Sull'aliquota nazionale, come prima detto pari a 0,012498 euro/m<sup>3</sup>, dobbiamo anche registrare le disposizioni introdotte dalla legge 23 dicembre 2000, n. 388 (Legge Finanziaria 2001); in particolare l'art. 24 comma 5 prevede che "a decorrere dal 1° gennaio 2001 e fino al 30 giugno

<sup>4</sup> Per approfondimenti sulla distribuzione territoriale del gettito delle accise proveniente dagli oli minerali cfr. l'ultimo rapporto ISAE (febbraio 2005) sull'attuazione del federalismo in Italia..

2001, l'accisa sul gas metano, stabilita con il citato testo unico approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, è ridotta del 40% per gli utilizzatori industriali, termoelettrici esclusi, con consumi superiori a 1.200.000 metri cubi per anno". La suddetta previsione transitoria è stata successivamente prorogata ed è tutt'ora in vigore. In sintesi, esprimendo le accise in euro per mille metri cubi di gas, il sistema di accise nazionale sul gas naturale per usi industriali ad oggi risulta articolata in due scaglioni (Tabella2 ): 12,498 euro per i clienti/utenti industriali che hanno consumi inferiori a 1.200.000 di metri cubi all'anno e 7,499 per i clienti/utenti che hanno consumi superiori a 1.200.000 di metri cubi anno

Tabella 2

<b>Accisa nazionale (euro/1000 m3)</b>	
utilizzatori industriali con consumi inferiori a 1.200.000 m3/anno	12,498
utilizzatori industriali con consumi superiori a 1.200.000 m3/anno	7,499

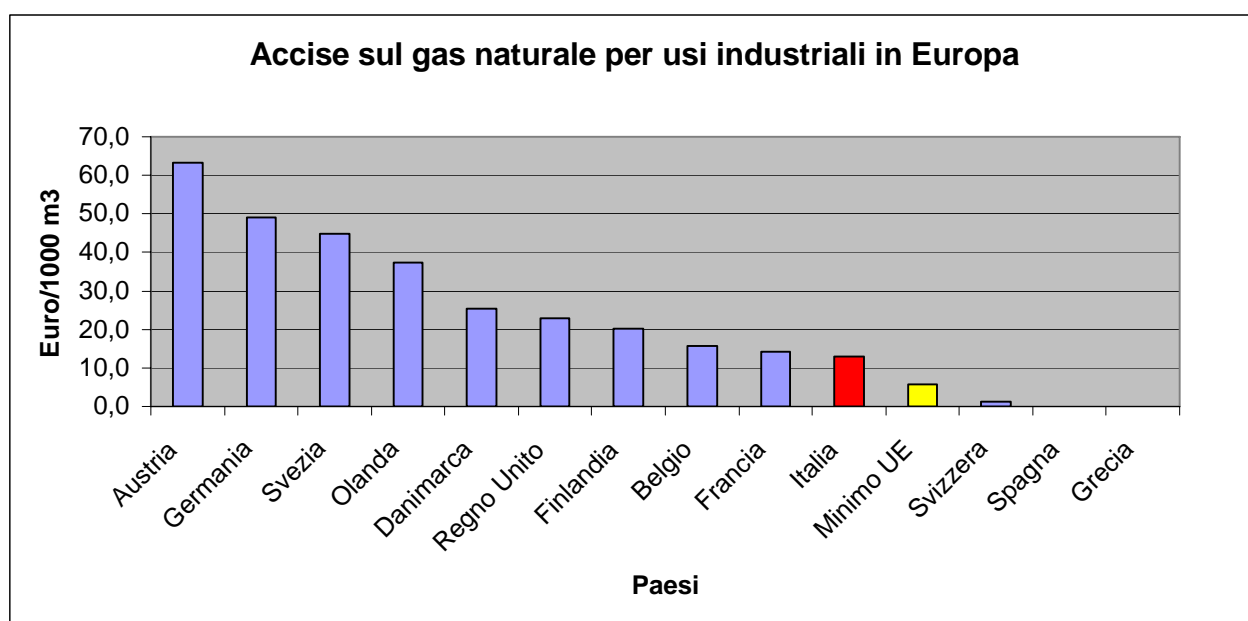
E' utile già qui rilevare che la direttiva 2003/96/CE di riforma del quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici prevede il livello minimo di accisa sugli usi industriali pari a 0,15 euro/GJ - potere calorifico superiore - ovvero 5,715 euro/1000 m3. La suddetta previsione del livello minimo indica pertanto che, nella fase attuale, il sistema di accise sul gas naturale per gli usi industriali in Italia è già compatibile con le previsioni di cui alla citata direttiva. La scelta di intervenire o meno sul sistema delle accise prescinde quindi da vincoli stringenti derivanti dalla normativa europea, ma dovrebbe essere valutata, a nostro avviso, e come sarà più chiaro nel prosieguo del lavoro, alla luce principalmente degli effetti di competitività sui prezzi del gas naturale. Va anche ricordato che la legge 7 aprile 2003 , n. 80 (Delega al Governo per la riforma del sistema fiscale) prevedeva all'art. 7 anche una riforma del sistema di accisa. Fra i criteri direttivi ai quali la riforma si sarebbe dovuta improntare: la salvaguardia della salute e dell'ambiente privilegiando l'utilizzo di prodotti ecocompatibili (art. 7, lettera a) ma anche l'adeguamento delle strutture dei sistemi di prelievo tributario alle nuove modalità di funzionamento del mercato nei settori oggetto di liberalizzazione, in coerenza con le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (art. 7, lettera c). Come è noto, la suddetta delega è scaduta, ma la questione rimane aperta e per una eventuale successiva riforma appare legittimo mantenere i criteri direttivi prima riportati. In questo lavoro pertanto nella valutazione dell'impatto della fiscalità sui prezzi del gas lo sfondo di riferimento sarà anche la coerenza con le modalità di funzionamento del mercato in questione in relazione anche alle più recenti delibere della Autorità per l'energia elettrica e il gas.

## **2.2 Le accise sul gas naturale per usi industriali in alcuni paesi europei**

Procediamo ora al confronto fra il livello di accise sugli usi industriali del gas naturale in Europa.

Innanzitutto, prima di procedere al confronto, ricordiamo che l'Unione Europea si è sempre mossa in molteplici direzioni nel settore energetico sia per la promozione delle fonti rinnovabili sia per l'uso più efficiente dell'energia<sup>5</sup>. Soprattutto a partire dagli inizi degli anni '90 in sede di Commissione europea, ha avuto corso un lungo dibattito per l'introduzione di riforme del sistema di fiscalità delle fonti energetiche; in proposito si possono citare gli studi sulle imposte ambientali, sulla teoria del doppio dividendo, e per quanto maggiormente attinente al nostro tema, l'esigenza di armonizzazione fiscale (e quindi anche della fiscalità energetica) in sé.<sup>6</sup> Fra gli importanti interventi riformatori promossi dall'Unione, rileva in questo lavoro e per il confronto che segue nel Grafico 1, la Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 che ristrutturava il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità<sup>7</sup>. Più in particolare per il nostro studio, la direttiva prevede un livello minimo di accise sul gas naturale per usi industriali, che in euro risulta essere pari a 5,715 per mille metri cubi di consumo (Tabella C della Direttiva). Come emerge dal Grafico che segue, tra i paesi appartenenti all'UE, ad oggi soltanto la Spagna e la Grecia si pongono al di sotto di tale previsto livello minimo. Tutti gli altri paesi hanno un livello di tassazione superiore.

**Grafico 1**



Fonte Nostre Elaborazioni su dati Eurostat e European Commission, Excise Duty Tables.

<sup>5</sup> Non possiamo in questa sede dare conto di tutti i documenti elaborati in sede UE per il settore l'energia, un utile riferimento è ovviamente [http://europa.eu.int/comm/energy/index\\_it.html](http://europa.eu.int/comm/energy/index_it.html)

<sup>6</sup> Per alcuni lavori di sintesi e di rassegna su questi argomenti cfr. OECD (2001), Musu et al. (1992) Majocchi (2000)

<sup>7</sup> Per un quadro più generale sulle problematiche connesse alla tassazione sulle fonti di energia a livello europeo cfr. Dorigoni (2000)

Il valore più alto si registra in Austria, superiore a 60 euro per mille metri cubo di consumo. Osserviamo anche (e come detto prima) che l'Italia si colloca al di sopra del livello minimo richiesto dalla direttiva. Aggiungiamo che, escludendo la Svizzera, la Spagna e la Grecia, la media semplice dell'aliquota è circa 30,5 euro per mille metri cubo di consumo.

I dati suesposti si riferiscono a clienti industriali medi escludendo quindi consumatori sotto il milione di m<sup>3</sup>. Quanto detto ha infatti un impatto sia sul dato italiano (come già visto) sia su dati di altri Paesi; ad esempio in Francia l'accisa è applicata sopra un consumo di circa 500.000 m<sup>3</sup>/anno. Sistemi di "degressività" fiscale sono anche presenti in forme più complesse sia nel Regno Unito, sia in Germania<sup>8</sup>.

Tuttavia, anche tenuto conto dei valori di accisa desumibili dalle precedenti fonti si può con certezza affermare che l'Italia sulle accise sul gas naturale per usi industriali non presenta una fiscalità più alta rispetto ai principali Paesi europei.

In termini ancora più generali circa l'incidenza fiscale nei prezzi del gas naturale per le quattro tipologie di consumo - che semplicemente qui possiamo indicare come piccolissime utenze industriali, piccole utenze, medie utenze e grandi utenze - può essere utile riferire quanto emerge dalla Relazione annuale 2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas<sup>9</sup>: in Italia l'incidenza fiscale è di 13,6%, 14,2%, 15,6%, 16,6%, la media europea ponderata è invece 18,5%, 19,2%, 20,5%, 21,4%. Se consideriamo solamente le grandi utenze industriali, l'incidenza fiscale più alta si registra in Danimarca (29,4%), l'incidenza più bassa (escludendo il Lussemburgo per la poca significatività dei consumi) si registra in Portogallo (4,8%). Rileviamo infine il dato irlandese (11,8%). La Germania ha un'incidenza fiscale del 27,2%, la Francia del 22,5%.

### **3 I prezzi del gas naturale per usi industriali**

Come mostrato nel paragrafo precedente il livello della fiscalità energetica sui clienti industriali è sostanzialmente in linea o al di sotto con i valori europei

Una prima considerazione è dunque che il livello di accise sul gas naturale non sembra rappresentare un aggravio di costo significativo per la competitività dei prezzi del gas. A questo punto quindi, prima di procedere ad una valutazione dei possibili interventi di riforma del sistema delle accise in Italia, è necessario procedere al confronto dei prezzi del gas nei diversi gruppi di clienti industriali. L'eventualità di un intervento di riforma del sistema fiscale delle accise in Italia non può prescindere dall'analisi dei confronti internazionali dei prezzi del gas nei diversi gruppi di

---

<sup>8</sup> Come emerge dai dati Eurostat.

<sup>9</sup> cfr. Tavola 2.10 della Relazione annuale, 2004, p. 46. Si noti che le Relazioni annuali e tutti i documenti e delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che da qui in poi citiamo sono tutte consultabili sul sito il <http://www.autorita.energia.it/>

clienti industriali. Pertanto, di seguito presentiamo in dettaglio il confronto internazionale dei prezzi del gas per usi industriali in Italia rispetto ai quattro principali Paesi europei consumatori di gas naturale.

L'analisi è volta ad individuare:

- eventuali gap di competitività settoriale;
- analizzarne le possibili motivazioni specifiche;
- introdurre al paragrafo finale relativo ai possibili interventi di natura fiscale volti ad attenuare i gap di competitività settoriale individuati.

Per l'analisi dei confronti internazionali dei prezzi, le fonti di dati disponibili che utilizziamo sono Eurostat (nonché Energy Advice per i grandi e grandissimi clienti). Queste fonti ci permettono di segmentare l'analisi in quattro gruppi o classi di clienti/utenti industriali; questi quattro gruppi sono rappresentativi di fatto di<sup>10</sup>

- *piccolissima industria e artigianato* caratterizzata da consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno;
- *piccola e media industria* caratterizzata da consumi di circa 1.000.000 di m<sup>3</sup>/anno, questo dato può considerarsi rappresentativo del gruppo di clienti industriali che consumano fra i 200.000 m<sup>3</sup>/anno e i 5.000.000 m<sup>3</sup> anno;
- *media industria* caratterizzata da consumi mediamente di circa 10.000.000 di m<sup>3</sup>/anno, questo dato può considerarsi rappresentativo del gruppo di clienti industriali che consumano fra i 5.000.000 di m<sup>3</sup>/anno e i 25.000.000 di m<sup>3</sup>/anno;
- *grande e grandissima industria* caratterizzata da consumi oltre i 25.000.000 di m<sup>3</sup>/anno.

La scelta di questa suddivisione per quattro gruppi o classi di clienti in funzione del consumo deriva dalla considerazione che la struttura dei costi e dei prezzi del gas per il settore industriale (in particolare a seguito della liberalizzazione del mercato europeo introdotta dalla direttiva 98/30/CE e della introduzione di regolamentazione del sistema di accesso) dipende da parametri oggettivi, quali principalmente proprio il livello del consumo e, in particolare, la regolarità dei prelievi<sup>11</sup>. Naturalmente queste differenze nei livelli di consumo possono costituire una buona approssimazione per le possibili variazioni di prezzi.

---

<sup>10</sup> Si noti che le definizioni che seguono (piccolissima – piccola - media – grande industria) sono in funzione esclusiva dei livelli di consumo annuali di gas naturale.

<sup>11</sup> La regolarità dei prelievi è espressione utilizzata per indicare il grado minore o maggiore di concentrazione stagionale dei consumi di gas di un determinato cliente e/o di una determinata categoria di clienti. Normalmente (e anche di seguito nel presente lavoro) la regolarità dei prelievi viene indicata attraverso il cosiddetto *load factor*: rapporto fra volumi effettivi e volume di punta. Si noti anche che la classificazione per livelli di consumo e per regolarità dei prelievi è quella utilizzata da Eurostat e da Energy Advice per i grandissimi consumi. Queste fonti forniscono il dato puntuale per tipologia di cliente che in questo lavoro viene considerato rappresentativo (in quanto intermedio) dei prezzi delle classi di consumo individuate.



Inoltre, al fine di cogliere le determinanti per quanto possibile strutturali del confronto dei prezzi la nostra analisi si concentra su un periodo temporale di 3 anni (2001 – 2003). L'analisi del triennio permette di attenuare nelle rilevazioni dei prezzi possibili fenomeni meramente congiunturali<sup>12</sup>. La limitazione della analisi al 2003 è anche conseguenza della assenza di dati confrontabili per i paesi oggetto di indagine per il 2004.

Sotto questo profilo è importante richiamare possibili determinanti strutturali dei confronti internazionali; qualora si individuassero dei trend triennali si potrebbero infatti considerare le analisi, con una qualche necessaria approssimazione, estendibili anche a livelli delle quotazioni dei prodotti energetici (e quindi, attraverso il meccanismo delle indicizzazioni, dei prezzi del gas) estremamente differenti dal triennio considerato quali quelli caratterizzanti il periodo successivo alla analisi.

L'intervallo prescelto è comunque a nostro avviso significativo, in quanto si situa successivamente alla profonda riforma del mercato del gas a livello europeo conseguenza della liberalizzazione introdotta con la Direttiva 98/30/CE. Tenuto conto dei tempi di recepimento nelle legislazioni nazionali (la direttiva doveva essere recepita entro la metà del 2000), nonché delle ovvie code (ad esempio contrattuali) dei sistemi antecedenti alla liberalizzazione, l'anno 2001 appare il primo anno interessante per valutare il mercato a seguito dell'intervento di liberalizzazione.

In particolare per l'Italia si segnala che il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (di seguito decreto legislativo 164/00) ha recepito in data 21 giugno 2000 la direttiva europea di liberalizzazione del settore del gas naturale.

Nel seguito il confronto è effettuato tra i prezzi italiani e quelli relativi a Belgio, Germania, Spagna e Francia. La scelta di questi quattro paesi deriva:

i) dalla omogenea struttura industriale del mercato del gas naturale: sono paesi importatori cioè dipendenti da forniture estere (a differenza del Regno Unito paese ancora autosufficiente) e sono caratterizzati da una comparabile maturità di sviluppo del mercato interno del gas naturale; si noti che la caratteristica della dipendenza dalle importazioni è estremamente significativa anche perché nel Regno Unito la liberalizzazione è intervenuta, non solo circa 10 anni prima rispetto ai restanti mercati europei, ma soprattutto ha avuto impatto anche sulla fase dell'approvvigionamento. Intervento analogo è sostanzialmente impossibile nei restanti Paesi europei che dipendono dalle forniture da paesi produttori, i principali dei quali non sono nemmeno Stati appartenenti all'Unione Europea (Russia, Algeria, Norvegia) A scopo illustrativo si è comunque riportato anche il dato relativo al Regno Unito;

---

<sup>12</sup> Ad esempio differenze dovute a time -lag di indicizzazione differenti nei mercati o altri fenomeni simili.

ii) dalla significatività dei consumi di gas per usi industriali di questo insieme di paesi dato che, nell'Europa a 15, i quattro paesi più l'Italia rappresentano circa il 60% del totale dei consumi industriali<sup>13</sup>.

Per cominciare, di seguito, nella Tabella 3, si presentano i prezzi per i quattro gruppi di clienti industriali prima classificati per questo insieme di Paesi europei oltre che per l'Italia. Per l'elaborazione dei dati in Tabella 3, al fine di effettuare un confronto significativo si è tenuto conto di una media aritmetica per Paese dei prezzi senza imposte (il confronto viene qui presentato senza imposte in considerazione della analisi già svolta nel paragrafo precedente) e della media ponderata dei prezzi a livello Europeo. La ponderazione è stata operata in funzione dei consumi industriali di ciascun paese oggetto di attenzione<sup>14</sup>.

Tabella 3

Confronti di prezzi internazionali 2001 - 2003 prezzi sic-siva dati in euro/1000m3 (Fonti nostre elaborazioni su dati Eurostat - Energy Advice)							
Paesi	Belgio	Germania	Spagna	Francia	Media Paesi non autosuff (*)	Italia	Regno Unito
<i>Clienti industriali con consumi:</i>							
<b>inferiori a 0,2 M m3/anno</b>	267,9	306,8	254,3	267,4	<b>285,0</b>	<b>310,3</b>	207,7
<b>compresi fra 0,2 - 5 M m3/anno</b>	195,1	264,3	177,7	199,0	<b>227,7</b>	<b>222,4</b>	175,2
<b>compresi fra 5 - 25 M m3/anno</b>	174,9	228,0	169,3	163,6	<b>197,5</b>	<b>189,2</b>	156,6
<b>maggiori di 25 M m3/anno</b>	161,4	159,5	167,4	158,3	<b>160,6</b>	<b>183,1</b>	132,1
(*) Utilizzando per la ponderazione le stime dei volumi industriali per Paese - Fonte Eurostat							

Procediamo ora ad una analisi dettagliata dei dati per ogni gruppo di clienti industriali

### **3.1 Piccolissima industria e artigianato caratterizzata da consumi inferiori a 200.000 m3/anno.**

Questo gruppo di clienti industriali è l'unico in Italia, nel triennio considerato, sottoposto a regolamentazione del prezzo da parte della Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità). Infatti, a norma dell'articolo 22 del decreto legislativo 164/00 fino al 1° gennaio 2003 risultavano idonei tutti i clienti del gas con l'eccezione dei clienti finali con consumi inferiori a 200.000 m3/anno. A livello di mercato del gas naturale questa soglia riguarda in massima parte i clienti cosiddetti "civili", ma ricomprende anche la piccolissima industria e l'artigianato.

Su questa tipologia di clienti i poteri tariffari della Autorità sono stati successivamente prorogati (a titolo di salvaguardia) con d.P.C.M. 31 ottobre 2002 recante "Criteri generali integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas". Il richiamato d.P.C.M. ha esteso il potere

<sup>13</sup> Fonte: nostre elaborazione su SNAM, *Metano ed Energia*, dati statistici 1999.

<sup>14</sup> Si noti che per le prime 3 classi di consumo i prezzi per ogni Paese derivano da nostre elaborazioni su fonte Eurostat. In particolare si è effettuata per ogni classe di consumo la media aritmetica dei prezzi dei consumatori rilevati da Eurostat e afferenti a ciascuna delle classi di consumo. Per l'ultima classe di consumo si è utilizzato il dato relativo alla classe E di Energy Advice.

regolatorio dell’Autorità in materia tariffaria di cui all’art. 23 del decreto legislativo 164/00 e di cui alla legge 14 novembre 1995, n. 481 (istitutiva della Autorità), temporaneamente e limitatamente all’ambito dei clienti che, anteriormente al termine del 1° gennaio 2003 si trovassero nella condizione di clienti non idonei (ovvero i clienti finali con consumi inferiori a 200.000 m3/anno). In particolare, l’articolo 1, comma 1, lettera a) del citato decreto recita: “l’Autorità (...) provvede a (...) definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all’elettricità e al gas, anche successivamente alla apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato”.

Oltre a questa particolarità i clienti industriali di questo gruppo si caratterizzano per il fatto che, in assoluta prevalenza, sono allacciati a rete di distribuzione locale; ciò a differenza dei rimanenti tre gruppi in cui il cliente industriale è prevalentemente allacciato a rete di trasporto. In conseguenza delle competenze tariffarie della Autorità ciò, a parità di altre condizioni, comporta una componente di costo che grava sul prezzo (la tariffa di distribuzione) e che invece non tocca i clienti industriali allacciati a rete di trasporto.

Da quanto appena detto e dai dati della Tabella 4 rileviamo che i prezzi italiani in questo gruppo di clienti sono più elevati rispetto alla media degli altri Paesi importatori qui considerati di circa il 9%. Come sintetizzato nella Tabella 4 il dato varia in un *range* compreso fra un +1% del prezzo italiano rispetto alla Germania (sostanziale allineamento) al +22% del prezzo italiano rispetto al dato della Spagna.

Tabella 4

Piccolissima industria e artigianato - clienti industriali con consumi compresi inferiori a 0,2 m3/anno euro/1000 m3					
	Italia - Belgio	Italia - Germania	Italia - Spagna	Italia - Francia	Italia - Media
delta valore assoluto	42,4	3,5	56,0	42,9	25,3
delta valore %	16%	1%	22%	16%	9%

Per completare il quadro, va ancora osservato che questo gruppo di clienti industriali presenta delle specificità che, almeno in parte, possono spiegare la differenza. Sicuramente, rispetto agli tre gruppi di clienti industriali, questo è il meno esposto alla concorrenza degli operatori della vendita di gas e quindi alle connesse dinamiche competitive principalmente per i seguenti fattori: i) è un settore a prezzo regolato con fissazione amministrativa da parte della Autorità. Le tariffe pubblicate dalla Autorità sono da intendersi quali prezzi massimi, pur tuttavia costituiscono evidentemente un riferimento essenziale per il settore; ii) la regolamentazione dell’accesso alle reti di distribuzione

locale (alle quali è allacciata la pressoché totalità dei clienti di questo settore) è ancora oggi estremamente arretrata. Se si considerano le previsioni di cui al citato decreto legislativo 164/00, sia le tariffe di accesso al servizio di distribuzione, sia il codice di accesso (a seguito dell'introduzione del regime di accesso regolato al sistema) sarebbero dovute essere pubblicate dalla Autorità entro la metà del 2001. Le tariffe di distribuzione sono state oggetto di plurimi contenziosi con gli operatori incentrati in particolare sulla incongruenza della metodologia parametrica proposta dalla Autorità con l'originaria delibera 237/00; i suddetti contenziosi hanno comportato per il settore una instabilità regolatoria difficilmente compatibile con lo svilupparsi di una stabile concorrenza; il codice di distribuzione (strumento fondamentale nel regime di accesso regolato per il quale ha optato il decreto legislativo 164/00) non è ancora oggi stato pubblicato. Nel triennio oggetto della nostra analisi pertanto la concorrenza è stata estremamente limitata dalla assenza di regole di accesso al sistema di distribuzione.

### **3.2 Piccola e media industria: clienti industriali con consumi compresi fra 0,2 e 5 M m3/anno.**

Questo gruppo di clienti industriali è caratterizzato da imprese allacciate sia a rete di trasporto, sia a rete di distribuzione locale; tuttavia in termini quantitativi prevalgono le imprese allacciate a rete di trasporto. In questo caso tutti i clienti industriali sono idonei<sup>15</sup>.

Per questi clienti industriali (Tabella 5) si registra un generale recupero di competitività dei prezzi italiani, il divario rispetto al dato medio dei paesi importatori europei non è particolarmente significativo: il prezzo italiano è inferiore al prezzo medio del 2%, questo valore però è il risultato di differenze molto elevate in favore dei prezzi italiani rispetto a quelli della Germania (-16%), mentre i prezzi italiani sono più elevati (fino a circa il 25%) rispetto ai corrispettivi prezzi della Spagna.

Tabella 5

<b>Piccola e media industria - clienti industriali con consumi compresi fra 0,2 - 5 M m3/anno</b>					
<b>euro/1000 m3</b>					
	<b>Italia - Belgio</b>	<b>Italia - Germania</b>	<b>Italia - Spagna</b>	<b>Italia - Francia</b>	<b>Italia - Media</b>
delta valore assoluto	27,3	-41,8	44,7	23,5	<b>-5,3</b>
delta valore %	14%	-16%	25%	12%	<b>-2%</b>

<sup>15</sup> Ricordiamo che per cliente idoneo si intende ai sensi del decreto legislativo 164/00 (art. 2 comma 1 lettera c) "la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha diritto di accesso al sistema".

Abbiamo detto che i dati prima presentati si riferiscono alla media degli anni 2001-2003. Per questo gruppo di clienti ci pare importante segnalare l'ultimo dato disponibile nella nostra analisi (ovvero quello di luglio 2003) che segnala una certa "discontinuità" rispetto ai dati della Tabella precedente. Queste ulteriori informazioni sono in Tabella 6. I dati mostrano infatti un tendenziale aumento della competitività del prezzo italiano (-9% rispetto alla media europea) sia come media sia con particolare riferimento ai dati relativi a Belgio, Germania e Francia; è da segnalare anche che il prezzo italiano è ancora superiore a quello spagnolo, ma il gap è inferiore dato che in questo caso il prezzo italiano è superiore del 18%.

Tabella 6

Piccola e media industria - clienti industriali con consumi compresi fra 0,2 - 5 M m3/anno euro/1000 m3 - DATO LUGLIO 2003					
	Italia - Belgio	Italia - Germania	Italia - Spagna	Italia - Francia	Italia - Media
delta valore assoluto	16,4	-59,1	30,7	8,7	-20,9
delta valore %	9%	-22%	18%	4%	-9%

In sintesi, questi ultimi confronti segnalano un qualche grado di miglioramento competitivo dei prezzi italiani con il progredire della liberalizzazione del mercato e, come si noterà nelle considerazioni conclusive, in conseguenza anche della particolare forma di regolamentazione delle tariffe di trasporto in Italia adottata dalla Autorità.

### **3.3 Media industria: clienti con consumi compresi fra 5 e 25 milioni di m3/anno.**

I consumatori industriali appartenenti a questa classe di consumo sono in assoluta prevalenza allacciati alla rete di trasporto. Come nel caso precedente relativo alla piccola e media industria anche in questo caso i clienti sono idonei a partire dal 22 giugno 2000 (art. 22 comma 1 decreto legislativo 164/00). Per questo gruppo i confronti sono nella Tabella 7 che segue:

Tabella 7

Media industria - clienti industriali con consumi compresi fra 5 - 25 M m3/anno euro/1000 m3					
	Italia - Belgio	Italia - Germania	Italia - Spagna	Italia - Francia	Italia - Media
delta valore assoluto	14,2	-38,8	19,9	25,5	-8,3
delta valore %	8%	-17%	12%	16%	-4%

Si mostra che il dato Italiano è inferiore a quello relativo alla media europea di circa il 4%. Come nei precedenti casi, si tratta di un dato medio che tiene conto da una parte di un significativo vantaggio del prezzo italiano rispetto a quello tedesco (-17%), dall'altra i prezzi di Belgio, Spagna e

Francia sono inferiori a quelli italiani (rispettivamente del 8%, del 12% e del 16%). Tutti questi valori sono sostanzialmente stabili nel corso del triennio considerato.

### **3.4 Grande e grandissima industria caratterizzata da consumi oltre i 25.000.000 di m3/anno**

I clienti industriali con questi consumi sono allacciati pressoché integralmente alla rete di trasporto e sono idonei a partire dal 22 giugno 2000; più in particolare sono i clienti “obiettivo” della stessa direttiva 98/30/CE; la direttiva ne richiedeva infatti comunque immediatamente l’idoneità al di là delle scelte operate da ciascuno Stato Membro<sup>16</sup>.

Tabella 8

<b>Grande e grandissima industria - clienti industriali con consumi superiori a 25 M m3/anno euro/1000 m3</b>					
	<b>Italia - Belgio</b>	<b>Italia - Germania</b>	<b>Italia - Spagna</b>	<b>Italia - Francia</b>	<b>Italia - Media</b>
delta valore assoluto	21,8	23,6	15,7	24,8	<b>22,5</b>
delta valore %	14%	15%	9%	16%	<b>14%</b>

Questo gruppo di clienti industriali quindi è stato quello più esposto sin dalle prime fasi del processo di liberalizzazione alla concorrenza tra gli operatori nel mercato del gas dato che si tratta di clienti più facilmente “aggregabili” dai nuovi entranti. Tuttavia, contrariamente a quanto ci si potrebbe aspettare, una prima lettura dei dati mostra un valore del prezzo italiano significativamente più alto della media europea (+14%).

Un ulteriore dato che dobbiamo rilevare - rispetto alle situazioni precedenti - è la differente collocazione del dato italiano nel confronto con gli altri paesi qui considerati. In particolare nel confronto tra Italia e Germania si registra una completa inversione rispetto alla situazione nei tre gruppi precedenti: il prezzo italiano, al netto delle tasse, è ora più alto di quello della Germania di circa il 15% .

Si registra invece un sostanziale avvicinamento al prezzo della Spagna: il prezzo italiano è superiore del 9% circa a fronte di differenziali più elevati, come visto, nelle classi di consumo precedenti.

### **3.5 Considerazioni di sintesi**

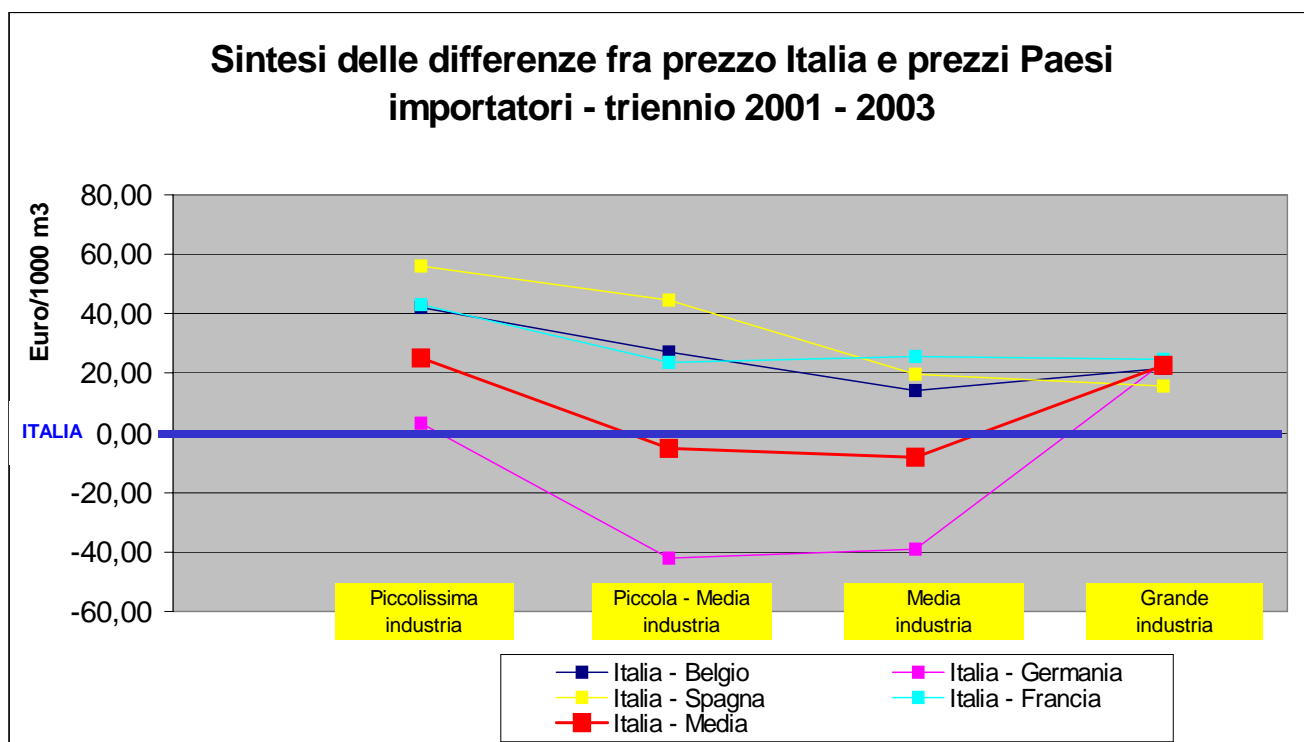
Prima di procedere ad un quadro di sintesi sulla base di quanto sin qui emerso, si sottolinea ulteriormente che il confronto dei prezzi comprensivi di accise non avrebbe modificato di fatto il posizionamento italiano, essendo l’accisa media dei quattro Paesi del tutto assimilabile alla accisa

<sup>16</sup> La direttiva 98/30/CE stabiliva infatti che “Gli Stati membri adottano le misure necessarie per assicurare che siano indicati come clienti idonei almeno i clienti seguenti (...) clienti finali il cui consumo sia superiore a 25 milioni di metri cubi di gas all’anno su una base di consumo per località”; la materia era pertanto sottratta alla libera scelta nel recepimento di ogni Stato Membro.

applicata in Italia. Inoltre quanto segue è un tentativo di spiegazione di fattori più prettamente strutturali dei divari dei prezzi e quindi del posizionamento competitivo dell'Italia rispetto agli altri Paesi europei per i differenti gruppi di clienti industriali.

Non è dunque finalità di questo lavoro una valutazione dei possibili effetti sul livello assoluto dei prezzi derivanti dall'introduzione di maggiore concorrenza nel mercato del gas italiano ed europeo. Può essere ragionevole infatti assumere che un maggiore grado di competizione determini un abbassamento dei prezzi comprimendo i margini commerciali degli operatori e spingendo ad eliminare eventuali inefficienze; questo effetto, a nostro avviso, tuttavia non muterebbe sostanzialmente il quadro, ma si tradurrebbe in pratica, fatti salvi fenomeni di breve periodo, in abbassamenti sostanzialmente omogenei di prezzo in tutti i quattro gruppi. In altri termini, nel caso italiano, permarrebbero, a fronte di un generale miglioramento rispetto alla media europea e rispetto ai restanti Paesi, differenziali di prezzo fra i gruppi di clienti industriali.

Grafico 2



Il Grafico 2 precedente sintetizza i dati prima descritti per ogni gruppo di clienti industriali e ci aiuta a illustrare meglio le principali conclusioni.

I prezzi del gas per usi industriali in Italia risultano mediamente competitivi rispetto ai principali Paesi importatori per la piccola e media impresa. Il dato risente pesantemente del confronto con i prezzi della Germania, permane invece ancora un gap competitivo con i restanti Paesi. Tuttavia,

come mostrato anche dai dati della Tabella 6 relativi al luglio 2003 anche nei confronti di Francia, Spagna e Belgio, i prezzi italiani di questi gruppi di clienti industriali sono in diminuzione più marcata rispetto agli altri Paesi dopo la liberalizzazione.

Per quanto riguarda il gruppo di clienti industriali relativo alla piccolissima industria e all'artigianato, come prima anticipato, il differenziale di prezzo potrebbe essere ascrivibile al ritardo nella introduzione del regime concorrenziale in questo comparto ancora caratterizzato dal regime di fissazione amministrativa dei prezzi. E' in particolare, come prima detto si presenta estremamente critico il quadro di incertezza regolatoria sia nel caso della tariffa di accesso alle reti di distribuzione, sia, soprattutto, in merito alle regole di accesso al sistema di distribuzione.

La situazione appare molto più complessa nel caso della grande e grandissima industria. Il prezzo Italiano appare nettamente superiore alla media dei prezzi europei e a tutti i prezzi dei Paesi qui analizzati. Per questo gruppo di clienti industriali la fase di liberalizzazione ha comportato complessivamente un peggioramento del posizionamento competitivo.

Senza considerare infatti la Germania, sul cui caso verrà successivamente brevemente introdotto qualche elemento di spiegazione, il prezzo Italiano per questo gruppo di clienti industriali nel triennio 1999 – 2001 (antecedente al regime di liberalizzazione) risultava sostanzialmente allineato a quello Spagnolo (-1%) e con differenze inferiori rispetto a Francia (+11%) e Belgio (+12%)<sup>17</sup>.

Vale la pena ripetere che invece nel periodo successivo il prezzo italiano è rispetto a questi paesi superiore del 9%, 16%, 14% (Tabella 8).

Questi dati sembrerebbero pertanto suggerire che l'introduzione del regime di accesso regolato e la connessa determinazione delle tariffe di trasporto da parte della Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avuto un impatto non positivo sui più grandi consumatori industriali.

### **3.5.1 Elementi di interpretazione.**

Per cominciare, si osservi anche che la struttura dei costi alla base dei prezzi nel settore del gas naturale è in generale piuttosto rigida e con pochi elementi di possibile differenziazione. In altri termini, i fattori principali che incidono sulla determinazione del prezzo finale sono: i) la valorizzazione del gas alla frontiera (comprensiva del costo del gas alla consegna da parte del produttore e dei costi di trasporto internazionali); ii) i costi di trasporto, stoccaggio e eventualmente distribuzione in Italia; iii) i margini commerciali degli operatori.

Circa il primo fattore, si tratta della cosiddetta componente materia prima (il gas naturale al confine Italiano – gas cif) deriva, come prassi comune in tutti i mercati continentali europei, da

---

<sup>17</sup> Nostre elaborazioni su dati Eurostat e Energy Advice.



contrattazioni di lunghissimo periodo 20 – 25 anni su base di contratti di tipo *take or pay*<sup>18</sup>. Il volume di gas approvvigionato da questi contratti non è paragonabile con l'entità dei consumi dei singoli clienti industriali, ma risponde maggiormente al prevedibile sviluppo sul fronte della domanda. Per questa ragione, non sembra possibile un criterio di discriminazione tra gruppi di clienti nella allocazione dei costi della materia prima. Detto altrimenti si può immaginare che il costo della materia prima che si trasla sui prezzi dei clienti finali sia un valore medio indifferenziato per gruppi. D'altra parte (e come ripetiamo dopo) un comportamento differente degli operatori del gas sarebbe di fatto qualificabile come una discriminazione, certamente possibile nel breve periodo, ma anche assimilabile nel medio periodo ad un mero segnale di prezzo per i potenziali entranti nel mercato. In sintesi la spiegazione dei differenziali di prezzo fra piccola industria e grande industria non è, a nostro avviso, ravvisabile strutturalmente in un comportamento discriminatorio da parte degli operatori del gas sulla base dei meri costi della materia prima.

La struttura dei costi di trasporto, stoccaggio ed eventualmente distribuzione in Italia, è sottratta al potere degli operatori ed è affidata alla Autorità. In particolare per i grandi consumatori industriali assume assoluto rilievo la forma della tariffa di trasporto; le componenti di prezzo relative allo stoccaggio e alla distribuzione sono invece, per questo gruppo di consumatori, significativamente meno incisive. Infatti i grandissimi consumatori sono tendenzialmente regolari nel consumo (*load factor* vicino ad 1) e quindi la componente stoccaggio è poco rilevante<sup>19</sup>, e sono allacciati a rete di trasporto (quindi non a rete di distribuzione).

---

<sup>18</sup> Come si evince dal Provvedimento n. 11421 (BLUGAS – SNAM) della Autorità Garante della Concorrenza e il Mercato (AGCM) “i contratti *take or pay*, comunemente utilizzati per le importazioni di gas naturale contengono un obbligo di ritiro minimo a carico del compratore (in genere pari all'80-85%). Tale obbligo impone al compratore di pagare sempre tale ritiro minimo anche qualora la quantità di gas effettivamente ritirata risulti poi inferiore”. Sul fatto che questi contratti siano completamente slegati anche dimensionalmente rispetto ai consumi di un singolo cliente finale si veda ancora il richiamato provvedimento della AGCM: “La realizzazione dei gasdotti internazionali è (..) andata di pari passo con la sottoscrizione dei contratti di importazione da parte di [Eni che] nel corso dell'audizione del 26 febbraio 2002, ha dichiarato: «Attualmente, il sistema di approvvigionamento risente dei contratti *take or pay* sottoscritti negli anni passati dall'allora SNAM che hanno condizionato il dimensionamento delle infrastrutture esistenti”. Ancora infatti risultano minoritarie altre forme contrattuali (*spot* o altro). Lo stesso 30° Considerando della direttiva 98/30/CE trattava dei “contratti «take-or-pay» a lungo termine” come “una realtà del mercato che garantisce la fornitura di gas degli Stati membri; che in particolare dovrebbero essere previste deroghe a talune disposizioni della presente direttiva per il caso in cui un'impresa di gas naturale fosse o rischiasse di essere in gravi difficoltà economiche a motivo dei suoi obblighi «take-or-pay»; che tali deroghe non dovrebbero compromettere l'obiettivo della presente direttiva di liberalizzare il mercato interno del gas naturale; che qualsiasi contratto «take-or-pay», stipulato o rinnovato dopo l'entrata in vigore della presente direttiva, dovrebbe essere concluso in modo prudente per non costituire un ostacolo a un'apertura significativa del mercato; che dette deroghe dovrebbero pertanto essere limitate nel tempo e nella portata e dovrebbero essere concesse in modo trasparente, sotto il controllo della Commissione”. Significativamente sia la Direttiva 98/30/CE, sia la Direttiva 2003/55/CE hanno rispettivamente introdotto e confermato le sovra richiamate forme di tutela, anche in contesti di liberalizzazione, ai contratti di tipo *take or pay* stipulati antecedentemente al 1998; in coerenza con questo quadro forme di tutela a questi contratti sono state riconosciute dalla Autorità nella regolamentazione dell'accesso al sistema di trasporto italiano (si veda in particolare la delibera 137/02 della Autorità).

<sup>19</sup> Si noti comunque che anche l'incidenza unitaria della tariffa di stoccaggio è di fatto comunque indipendente dai volumi interessati.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 120/01 ha determinato, a partire da ottobre 2001, una tariffa sul modello "entry exit"<sup>20</sup> che presenta alcuni elementi di interesse che sono:

a) il rapporto fra *capacity* e *commodity* di 70/30 appare, se confrontate con le ragionevoli stime di *cost reflectivity* estremamente sbilanciato sulla componente *commodity*. La scelta effettuata dalla Autorità è confermata dalla relazione tecnica alla delibera 120/01 secondo la quale i ricavi funzione della *commodity* "sono determinati nella misura del 30% del vincolo complessivo sui ricavi dell'attività di trasporto (...) tale percentuale è sensibilmente superiore ai costi variabili (determinati in funzione dei volumi trasportati) che non superano normalmente il 5%"<sup>21</sup>. La effettiva suddivisione fra costi di capacità (tendenzialmente fissi) e costi variabili (sostanzialmente legati alla componente materia prima funzionale al trasporto) è sicuramente meglio approssimata quindi, come affermato dalla Autorità stessa, da un rapporto di 95/5. L'Autorità ha giustificato in termini di politica tariffaria la differenza dato che il 30% di componente *commodity* (legato al gas transitato) è un incentivo al trasportatore, potendo trattenere il trasportatore gli eventuali extra guadagni derivanti dal maggior gas transitato (si veda in proposito la nota 18). L'incentivo è anche presentato in termini di ripartizione fra utenti (fornitori di gas) e trasportatore del rischio volumi (andamento stagionale della domanda di gas): è infatti intuibile che, in considerazione del principio di *revenues*

---

<sup>20</sup> La tariffa di trasporto è basata su un meccanismo di "allowed revenues" su base annuale determinato come somma di tre componenti (remunerazione del capitale investito, quota ammortamento e costi di gestione). Le *allowed revenues* così determinate sono recuperate da una tariffa di trasporto di tipo *entry-exit*. Le componenti di cui alla delibera 120/01 sono:

1. elemento di prenotazione di capacità (componente *capacity*) su tre punti del sistema: ai punti di entrata nel sistema italiano (connessione con le importazioni, con i campi di produzione nazionale, con il terminale di rigassificazione), ai punti di uscita del sistema (punti virtuali di prenotazione sostanzialmente coincidenti con le regioni amministrative) e ai punti di riconsegna (stabilimenti industriali e punti di interconnessioni con le reti di distribuzione). I punti di entrata e di uscita delimitano la rete nazionale dei gasdotti; la restante rete di trasporto è la rete regionale dei gasdotti. La componente *capacity* (euro/m3giorno) incideva in coerenza con la delibera 120/01 per il 67% del totale delle *allowed revenues*;
2. dell'elemento di *commodity* in funzione della energia immessa nel sistema ai punti di entrata. La componente *commodity* (euro/m3) incideva per il 30% delle *allowed revenues*;
3. della componente fissa: una quota di abbonamento annuale (euro/anno) che incideva per il 3% delle *allowed revenues*.

E' presente un meccanismo cosiddetto di *revenues neutrality* con recupero/penalizzazione delle stesse tariffe nell'anno successivo in relazione all'effettivo andamento delle *revenues* nell'anno in corso. La componente *commodity*, con funzione successivamente descritta di incentivo, è invece esclusa dal sistema di *revenues neutrality*.

Si noti, incidentalmente, che la tariffa di trasporto è direttamente sopportata dai soggetti che effettuano attività di vendita di gas naturale (in questo caso in qualità di utenti del servizio di trasporto strumentale alla propria attività di vendita) e viene sostanzialmente traslata sui prezzi ai clienti serviti dagli stessi.

<sup>21</sup> Autorità per l'energia elettrica e il gas – Relazione tecnica alla delibera 120/01, pp. 29-30. La citazione prosegue con le motivazioni della scelta: "La scelta appare giustificata, con riferimento alla rete nazionale di gasdotti, dall'opportunità di tenere conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, e principalmente dalla finalità di attenuare le penalizzazioni territoriali di cui possono soffrire le aree in cui sono minori le densità di consumo rispetto al costo dei gasdotti ed i coefficienti di utilizzazione delle capacità disponibili (articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00), coprendo la parte rimanente, non predominante, dei costi attraverso corrispettivi correlati alle quantità trasportate. L'effetto di perequazione è tanto maggiore quanto più elevata è la quota di costo attribuita al corrispettivo variabile, che, ai sensi del citato articolo 23, comma 3, deve comunque avere un ruolo secondario. Inoltre, l'attribuzione di una parte dei costi fissi di trasporto al corrispettivo variabile consente una ripartizione più equilibrata tra trasportatori ed utenti dei rischi derivanti da andamenti della domanda complessiva di gas difforni rispetto alle previsioni".

neutrality tipico della regolazione tariffaria, una tariffa più aderente al principio di *cost reflectivity* (con una quota funzione della capacità più vicina al 95%) esonererebbe il trasportatore dal rischio volumi ed anche in termini di perequazione rispetto ad aree penalizzate in termini di dotazioni infrastrutturali.

b) la struttura della tariffa di trasporto è stata nel triennio interessato pressoché integralmente indifferente alla dimensione del cliente finale situato in riconsegna in termini di volumi consumati. L'unica componente sensibile ai volumi è stata infatti la componente “abbonamento” o componente fissa. Questa componente era estremamente limitata quanto a incidenza sul totale della tariffa (3% del totale delle allowed revenues: incideva mediamente per circa 7.000 euro/anno per ogni punto di riconsegna). L'impatto della componente fissa di costo sui prezzi era pertanto estremamente rilevante su consumi molto bassi (sotto 1 M m<sup>3</sup>/anno) mentre era sostanzialmente irrilevante per consumi più elevati.

Va segnalato infine che la recentissima delibera 166/05 pubblicata in data 30 luglio 2005 che ha stabilito i criteri per le tariffe di trasporto per il II periodo regolatorio (ottobre 2005 – settembre 2009) ha eliminato la suddetta componente di abbonamento sulla base del presupposto di “rimuovere limitazioni allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita a clienti finali ed elementi che non permettono la determinazione ex-ante del costo del servizio di trasporto”<sup>22</sup>. Ciò determina che la tariffa di trasporto per il nuovo periodo regolatorio è adesso completamente indipendente dai volumi mantenendo il rapporto fra *capacity* e *commodity* al 70/30.

Sulla base delle analisi e dei confronti fra i prezzi sin qui svolti, si rileva che la forma della tariffa di trasporto per il primo periodo regolatorio ha due principali conseguenze.

Innanzitutto in termini di rapporto fra consumatori regolari e consumatori irregolari: il rapporto fra *capacity* e *commodity* sbilanciato rispetto agli effettivi costi sulla *commodity* comporta un vantaggio significativo per i clienti irregolari rispetto ai clienti regolari. La componente *capacity* (espressa in euro/m<sup>3</sup> giorno impegnato) presenta infatti una incidenza sul prezzo unitario tanto maggiore quanto più il consumatore è irregolare. Il consumatore irregolare infatti deve assicurare, attraverso la prenotazione di capacità (cosiddetta prenotazione di punta) un consumo che materialmente si realizza per una limitata frazione in corso d'anno. Suddividendo il mercato del gas nelle due principali categorie di consumatori/utenti (civili ed industriali) appare di tutta evidenza che il

---

<sup>22</sup> Autorità per l'energia elettrica e il gas – Delibera 166/05. La motivazione è afferente ad alcune modalità applicative del suddetto corrispettivo fisso: in particolare, in caso di punti di riconsegna condivisi, era suddiviso fra i fornitori presenti in ogni punto in funzione del numero di operatori. In particolare ai punti di interconnessione con le reti di distribuzione ciò determinava una obiettiva barriera all'entrata per i nuovi entranti posto che l'acquisizione anche di un solo cliente civile sotto rete di distribuzione, comportava per il nuovo entrante l'assunzione del 50% del corrispettivo fisso. La non determinabilità ex ante derivava dal fatto che in corso di anno possono cambiare il numero degli operatori in modo del tutto fuori controllo rispetto agli operatori insistenti: ciò determinava una variazione di corrispettivo completamente incontrollabile per gli operatori.

mercato più irregolare è quello civile caratterizzato da un elevato livello di stagionalità, legato alla prevalenza dei consumi per riscaldamento invernali. Lo sbilanciamento in favore della componente *commodity* nella tariffa di trasporto costituisce pertanto un sussidio incrociato a vantaggio dei clienti civili rispetto ai clienti industriali. In altri termini i clienti industriali si trovano a pagare parte dei costi di dimensionamento del sistema di trasporto dimensionato sulla punta di consumo invernale determinata dai clienti civili. La struttura della tariffa di trasporto è pertanto all'origine di una allocazione dei costi di trasporto non favorevole (con riferimento al principio di aderenza ai costi) ai clienti industriali rispetto ai clienti civili. L'eventuale riequilibrio di questo primo effetto comporterebbe evidentemente, all'interno delle classi di consumatori industriali, un vantaggio maggiore ai consumatori regolari che non necessariamente coincidono con i grandi consumatori; ma comporterebbe certamente un oggettivo vantaggio al settore industriale nel complesso.

La seconda conseguenza è in termini di incidenza dei costi sui diversi gruppi di clienti industriali individuati in funzione dei volumi di gas consumati; come infatti emerge dalla richiamata descrizione della struttura della tariffa di trasporto né la componente *capacity* (espressa in euro /m<sup>3</sup> giorno impegnato) né la componente *commodity* (espressa in euro/m<sup>3</sup> transitato) hanno alcun rapporto con i volumi consumati dal cliente finale. L'incidenza unitaria della tariffa di trasporto, a parità di regolarità ovvero di distribuzione dei volumi nell'arco dell'anno di trasporto, è assolutamente piatta (con riferimento alla nuova tariffa di trasporto da delibera 166/05 del luglio 2005) accentuando quindi la caratteristica di indifferenza ai volumi della trasporto del I periodo regolatorio (di cui alla richiamata delibera 120/01). In sostanza un piccolo consumatore regolare, ed un grandissimo consumatore regolare hanno la medesima incidenza unitaria del costo di trasporto. Utilizzando la terminologia della delibera 166/05 la tariffa di trasporto è caratterizzata da un grado nullo di "degressività". Quanto sopra, ovviamente, ha conseguenze sui prezzi ai grandi clienti che si trovano non riconosciuti eventuali vantaggi che potrebbero derivare dalla propria dimensione. Si noti come i sistemi regolatori che prevedono un accesso regolato più simili a quello italiano (Spagna e Regno Unito) nelle proprie tariffe di trasporto prevedono una forma di degressività; in particolare in Spagna la tariffa di trasporto è strutturata sulla base di un corrispettivo *capacity* e di un corrispettivo *commodity*; la tariffa presenta alcuni elementi di degressività in quanto il corrispettivo *commodity* è differenziato sulla base di scaglioni di consumo annuo con coefficienti decrescenti in funzione del volume; questo comporta un vantaggio esclusivamente legato ai volumi per il grande consumatore spagnolo rispetto al medio consumatore spagnolo di circa 3,5 euro/1000 m<sup>3</sup>; valori assolutamente simili si possono registrare per il Regno Unito<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> Fonte nostre elaborazioni su tariffa di trasporto elaborata su base criteri della Comisión Nacional de l'Energía. Da una analisi dei confronti della tariffa di trasporto spagnola e quella italiana emerge quanto segue: considerata la differenza fra due consumatori industriali a parità di regolarità di circa 10 M/m<sup>3</sup> anno e di circa 100 M/m<sup>3</sup> anno in Italia

Si segnala peraltro che proprio in sede di consultazione per l'introduzione della delibera 166/05 di regolazione delle tariffe di trasporto nel secondo periodo regolatorio la stessa Autorità ha introdotto questa ipotesi: "durante il primo periodo di regolazione, sono pervenute segnalazioni e proposte di introduzione di elementi di degressività nella tariffa di trasporto, al fine di riequilibrare i rapporti di costo tra i grandi e piccoli consumatori, tenendo conto di alcuni parametri di costo del servizio, in particolar modo con riferimento alla capacità conferita nei punti di riconsegna. L'introduzione di elementi di degressività nella tariffa di trasporto può riguardare la sola rete regionale di trasporto in quanto la rete nazionale di gasdotti, al servizio del sistema Italia, non permettere di distinguere in maniera trasparente le diverse posizioni di costo (...) L'introduzione di elementi di degressività nella tariffa per la rete di trasporto regionale potrebbe avvenire, alternativamente, mediante la definizione di:

- un corrispettivo decrescente all'aumentare della capacità, applicato con continuità senza l'introduzione di classi di capacità, che determinerebbero discontinuità nelle zone di confine tra due classi, individuando opportunamente limiti inferiori e superiori di consumo;
- un corrispettivo articolato per classi di capacità, che permetterebbe una gestione più semplice, sebbene con il limite di discontinuità sopra richiamato.

Si sottolinea che l'investimento è una funzione lineare del diametro e che la capacità è una funzione quadratica del diametro: il costo unitario dell'investimento, pertanto, è una funzione decrescente della capacità. Una eventuale forma di degressività della tariffa potrebbe essere rappresentata dalla funzione di costo  $T = KQ(-X)$ , dove sia il coefficiente  $K$  sia l'esponente di degressività " $(-X)$ ", sono funzione del vincolo dei ricavi sulla rete regionale, dei limiti tariffari imposti alle capacità e dell'incidenza della degressività<sup>24</sup>.

La stessa Autorità aveva pertanto riconosciuto la possibilità di introduzione di forme di degressività proprio a partire da considerazioni che risultano ampiamente confermate dalla nostra analisi: l'esigenza di "riequilibrare i rapporti di costo fra i grandi e i piccoli consumatori". La stessa Autorità ha ritenuto tuttavia di non dare corso alla suddetta proposta sulla base di due motivazioni fondamentali, di cui si discuterà di seguito e che sono: la "limitata incidenza del costo del servizio

---

l'incidenza è pressoché identica (varia esclusivamente per l'incidenza della componente abbonamento) mentre in Spagna la differenza è attorno ai 3,5 euro/1000 m<sup>3</sup> a vantaggio della grande impresa. Valori assolutamente simili al caso Spagnolo si registrano per il caso del Regno Unito (fonte: OFGEM). In termini assoluti i prezzi spagnoli risultano inferiori rispetto a quelli italiani; uno dei motivi va anche ricercato nel fatto che la tariffa di trasporto è inferiore rispetto a quella italiana. Uno dei motivi probabilmente è il grado di sviluppo inferiore del sistema spagnolo (meno capillare). In questo caso la maggiore capillarità richiede infatti investimenti più elevati.

<sup>24</sup> Autorità per l'energia elettrica e il gas, Documento per la consultazione 2 maggio 2005, "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione", pag.38.

di trasporto sul prezzo totale della fornitura del gas” e la criticità del supporto economico teorico alla base della correlazione fra volumi e costi di trasporto<sup>25</sup>.

Al fine di fornire una valutazione dell’incidenza della tariffa di trasporto in Italia si presentano di seguito alcuni dati di confronto per le classi di consumo interessate dalla nostra analisi<sup>26</sup>.

Tabella 9

<b>Euro/ 1000m3</b>	<b>Incidenza unitaria delibera 166/05</b>	<b>Incidenza unitaria delibera 120/01</b>
<b>Piccolissima industria</b>	17,4	33,0
<b>Piccola media industria</b>	17,4	18,6
<b>Media Industria</b>	17,4	17,7
<b>Grande industria</b>	17,4	17,4

Fonte: nostre elaborazioni su Autorità per l’energia elettrica e il gas, Delibere 120/01 e 166/05 e dati tariffari dal sito [www.snamretegas.it](http://www.snamretegas.it)

Si noti aggiuntivamente come la riforma introdotta dalla Autorità con la delibera 166/05, a fronte di una riduzione media di circa il 3,9%<sup>27</sup> delle tariffe di trasporto concentra il vantaggio sulla piccola e media industria, che, come a dimostrato la nostra analisi, già risulta avere un vantaggio sui prezzi rispetto alla grande e grandissima industria che invece non viene toccata in maniera significativa.

Si rammenta comunque che, per la nostra analisi dei prezzi, il riferimento rimane alla delibera 120/01.

Pertanto in Italia la forma della tariffa di trasporto, potenziale strumento fondamentale di variazione del prezzo del gas tra i gruppi di clienti industriali, non introduce elementi di degressività, a differenza non solo del caso tedesco o del caso francese (di cui si dirà in sintesi nelle righe che seguono) ma anche di altri sistemi di accesso regolato quali quello del Regno Unito e della Spagna.

La terza componente di possibile spiegazione delle differenze potrebbe essere ricondotta ai diversi margini commerciali sia intra-stato (vale a dire tra i gruppi di clienti industriali nello stesso Paese),

<sup>25</sup> Autorità per l’energia elettrica e il gas, Documento per la consultazione 2 maggio 2005, *Criteri per la determinazione delle tariffe per l’attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*: “La teoria economica è piuttosto critica rispetto alla correlazione tra valore dei corrispettivi e capacità del singolo utente. Infatti, se è vero che i costi unitari di servizio di un punto di riconsegna considerato isolatamente (stand alone cost) sono correlati alla capacità, è tuttavia evidenziato che tale concetto non rappresenta un principio soddisfacente, in quanto darebbe luogo a segnali di prezzo non corretti rispetto alla realtà del servizio, nella quale i costi sono determinati dalla presenza simultanea di più clienti allacciati ad un medesimo ramo della rete”. p. 38.

<sup>26</sup> Il calcolo è stato effettuato ipotizzando un *load factor* (rapporto fra volume effettivo annuale e volume di punta) di 0,7. Per quanto riguarda i corrispettivi di *entry* si è assunta una media ponderata rispetto alle capacità pubblicate da Snam Rete Gas, per i corrispettivi di *exit* un corrispettivo intermedio (Area uscita Toscana).

<sup>27</sup> Autorità per l’energia elettrica e il gas, Comunicato Stampa del 5 agosto 2005 sulla approvazione delle proposte tariffarie dei trasportatori presentate a seguito della emanazione dei criteri di cui alla delibera 166/05: “Nel complesso, il nuovo provvedimento dell’Autorità comporterà, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi del comparto trasporto gas del 3,9% in termini nominali e 5,9% in termini reali (inflazione al 2%)”. L’analisi del confronto è sostanzialmente da ricondursi alla eliminazione operata con la delibera 166/05 del corrispettivo fisso di abbonamento.

sia nei confronti internazionali (differenze dei margini commerciali fra i diversi Paesi). E' necessaria una premessa alle considerazioni che seguono: come per ogni settore industriale anche per quello del gas naturale le informazioni disponibili sui margini commerciali degli operatori e quindi dei margini medi di settore sono estremamente limitate e, in ogni caso, non verificabili esattamente. Detto ciò si possono comunque fare alcune puntualizzazioni. Con riferimento ai margini commerciali in Italia, si può ragionevolmente assumere che siano di fatto equivalenti nelle diverse classi di consumo<sup>28</sup>. L'assunzione si basa principalmente sul dato che stante l'apertura, sia pur con limitazioni, del mercato alla concorrenza l'eventuale mantenimento di margini commerciali differenziati per classi di consumatori si tradurrebbe di fatto in un mero e transitorio segnale di prezzo per i nuovi entranti nel mercato. Si noti che in questo caso la struttura del mercato oligopolistico con un operatore in posizione dominante rende ancora più plausibile tale assunzione. Il soggetto in posizione dominante inoltre è, come noto, vincolato dalla applicazione della disciplina della concorrenza, deve quindi procedere nella propria attività di vendita senza pratiche discriminatorie. Quanto sopra è ulteriormente avvalorato dal livello avanzato di liberalizzazione e regolazione del mercato del gas in Italia (come si evince anche dalla Tabella 10 che segue)<sup>29</sup>. Si noti anche che per quanto riguarda il confronto internazionale dei margini commerciali le fonti sono estremamente limitate e di ardua ricostruibilità. Tuttavia a ulteriore supporto di quanto appena detto si segnala che una recente pubblicazione della Commissione UE il "*Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*"<sup>30</sup>, effettua una stima di larga massima anche del cosiddetto "retail supply margin" che dimostrerebbe l'allineamento del margine commerciale italiano rispetto a quelli europei. Il margine commerciale non sembra pertanto una delle possibili leve sulla quali operare un riequilibrio fra le differenti classi di consumo.

A conclusione della analisi sulle tre possibili determinanti delle differenze di costo e di prezzo nelle diverse classi di consumo ci sembra sostenibile che le uniche realistiche ipotesi di intervento riequilibratore fra grandi e piccoli-medi clienti industriali siano le tariffe di trasporto e le accise. Per

---

<sup>28</sup> Le differenze di prezzo riscontrabili nelle diverse classi di consumo per l'Italia nel triennio considerato trovano alcune spiegazioni non riconducibili in maniera significativa, ad elementi di margine commerciale; a questo proposito vale la pena richiamare quanto detto nei precedenti paragrafi cioè che le prime due classi di consumo sono composte di un mix di consumatori in parte allacciati anche a rete di distribuzione (in particolare il primo gruppo - piccolissima industria e artigianato), ciò comporta una componente di costo aggiuntiva, la tariffa di distribuzione. A ciò si aggiunga che la componente abbonamento incide in maniera particolare sui piccolissimi e piccoli consumi differenziando ulteriormente il costo per classe di consumo; infine è da rammentare che il triennio considerato si pone comunque a ridosso della liberalizzazione del mercato italiano, pertanto forme di "trascinamento" dei prezzi contrattati in contesti pre liberalizzazione possono avere ancora un impatto.

<sup>29</sup> Infatti lo scenario descritto muta radicalmente nei casi di gradi inferiori di regolamentazione dell'accesso al sistema; emblematico di questo secondo caso è il sistema di prezzi evidenziato per la Germania. Come si dirà in seguito, l'interpretazione del caso tedesco non può essere disgiunto dalla valutazione dell'effetto regolamentazione dell'accesso al sistema (in questo caso negoziato con assenza di separazione societaria fra trasporto e vendita).

<sup>30</sup> Commissione Europea, DG TREN DRAFT WORKING PAPER - Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market – Bruxelles 1.3.2004, p.30.

quanto riguarda gli effetti della concorrenza sia sulla valorizzazione della materia prima, sia sui margini commerciali potranno, a nostro avviso, sortire eventualmente delle riduzioni tendenzialmente generalizzate di prezzo senza incidere sulle differenze fra classi di consumo<sup>31</sup>.

Tenuto conto di questo riprendiamo le obiezioni poste dalla Autorità (già sopra richiamate) alla introduzione di forme di degressività.

La prima obiezione faceva riferimento alla “limitata incidenza del costo del servizio di trasporto sul prezzo totale della fornitura del gas”; ma come sopra visto gli altri elementi della filiera del gas (componente materia prima e margine commerciale) non appaiono idonei a variazioni tali da determinare differenti incidenze sulle diverse classi di consumo.

Appare invece strumento idoneo a riequilibrare il rapporto di costi fra piccoli e grandi consumatori la forma della tariffa di trasporto; pur, pertanto, riconoscendo la esiguità della incidenza della tariffa di trasporto sul prezzo questa rimane comunque uno strumento di riequilibrio.

Un'altra argomentazione, (sicuramente più complessa e presumibilmente decisiva nell'abbandono dell'ipotesi di degressività da parte della Autorità) è quella che si riferisce alla criticità “rispetto alla correlazione tra valore dei corrispettivi e capacità del singolo utente”. La contestazione sembrerebbe afferire alla incompatibilità della degressività con i principi *cost reflectivity* e alle connesse distorsioni consistenti in “segnali di prezzo non corretti rispetto alla realtà del servizio”.

A questo punto ci pare però opportuno ricordare che l'Autorità non ha perseguito costantemente la logica della *cost reflectivity* nella costruzione della tariffa di trasporto<sup>32</sup>. Come esplicitato dalla stessa Autorità, il rapporto *capacity – commodity* (70/30) risponde a logiche ed esigenze differenti rispetto alla corretta allocazione dei costi di trasporto. Questa distorsione comporta che la forma della tariffa di trasporto sia, oggettivamente, causa di una distorsione a danno dei clienti regolari e quindi, di fatto, dei clienti industriali rispetto a quelli civili.

Inoltre le competenti autorità di Regno Unito e Spagna, hanno ritenuto fondata (o quantomeno compatibile con i principi di *cost reflectivity*) l'introduzione di un certo grado di degressività tariffaria che rifletta anche il vantaggio in termini dimensionali del consumatore.

Non sarebbe quindi priva di fondamento, né in termini di politica tariffaria, né in termini di aderenza ai principi di *cost reflectivity* la proposta di introduzione di una degressività tariffaria.

---

<sup>31</sup> Appare comunque controversa anche la stima dell'impatto di medio periodo della liberalizzazione sui prezzi; non si può infatti non considerare il limite generale di un processo di liberalizzazione che ad oggi non incide sulla fase determinante dei costi della filiera del gas: l'approvvigionamento. Ci si riferisce alla dipendenza crescente dell'Unione Europea da fonti di produzione situate al di fuori del proprio ambito (anche normativo) di competenza (Russia, Algeria, Norvegia). Appare estremamente problematica la valutazione dell'impatto della liberalizzazione dei mercati di sbocco sui prezzi di approvvigionamento a fronte di produttori operanti in regimi monopolistici (Russia e Algeria) e sottoposti a controllo dello Stato. Cfr anche Banks (2004).

<sup>32</sup> Come anche illustrato nei paragrafi precedenti.



Per quanto riguarda il caso tedesco, e analogamente il caso francese, si sottolinea come il ritardo nel processo di liberalizzazione rende presumibilmente ancora possibile la sussistenza di evidenti sussidi incrociati fra piccola impresa e grande impresa. Come detto, appare infatti estremamente problematico spiegare l'andamento dei prezzi tedeschi costantemente più alti della media europea in tutti i settori ed improvvisamente allineati ai più efficienti di Europa per la grande e grandissima impresa con uno sconto sui grandi consumatori valutabile nel 30% del prezzo rispetto ai medi consumatori. Segnaliamo anche che in Germania è in corso di introduzione il regime di accesso regolato con tariffa di trasporto *entry – exit*, rispetto all'attuale modello di tariffa *point to point*<sup>33</sup>, che, presumibilmente, tenderà nel medio periodo ad attenuare il fenomeno dei suddetti sussidi incrociati oggi esistenti.

In via più generale sia la Germania, sia la Francia nel triennio qui in esame hanno presentato un sistema di apertura del mercato interno limitato di fatto ai minimi previsti dalla direttiva 98/30/CE: separazione solo contabile fra trasporto e vendita (in Italia nel triennio è stata prevista una separazione societaria, come in Spagna) e regime di accesso negoziato ex art. 15 della direttiva 98/30/CE (in Italia il regime di accesso è stato regolato con potestà tariffaria a vantaggio dell'Autorità indipendente).

---

<sup>33</sup> Ad oggi le tariffe di trasporto, in un modello con accesso negoziato, sono state basate su di un accordo volontario siglato tra le associazioni attive nel settore, l'"Associations' Agreement on Third-Party Access for Natural Gas". L'accordo prevede che il sistema di trasporto sia basato su tariffe *point to point* che constano di tre elementi principali:

- componente capacity (espressa in €/m<sup>3</sup>/h/km/a) significativamente sensibile al variare della distanza tra il punto di entrata e quello di uscita e della pressione delle reti utilizzate;
- componente annuale relativa ai servizi di sistema espressa in €/m<sup>3</sup>/h/a;
- componente relativa al gas da corrispondersi in natura ed in misura proporzionale al volume.

Questa struttura delle tariffe di trasporto renderebbe estremamente importante l'analisi e la conoscenza dei dati alla base delle fonti sulle quali si effettua l'analisi; appare di tutta evidenza come una tariffa maggiormente omogenea sul territorio come il modello *entry exit* tenda naturalmente ad attenuare gli effetti della scelta dei clienti e della loro collocazione geografica sui quali effettuare l'analisi. Una scelta non baricentrica rispetto al mercato può avere invece effetti decisamente fuorvianti in caso di tariffa di trasporto dipendente dalla distanza (modello "*point to point*").

Tabella 10

**Summary of Regulated Third Party Access**

<b>Pipeline Access</b>	
Network tariffs in line with norm\ flexible TPA service	BE, DK, NL, UK, HU, SI, IT,
High network charges <u>or</u> inflexible service	AT, FR, ES, LV,
High network charges <u>and</u> inflexible service	DE, IE, SE, PL, EE, LT, CZ, SK
<b>Balancing</b>	
Favourable conditions: cost/market based	AT, UK, IT
some favourable elements	DE, DK, ES, FR, SE, BE, IE, HU, SI
unfavourable or unclear	NL, LU, EE, LT, LV, PL, CZ, SK

Quanto sopra accennato è desumibile anche dalla Tabella 10 tratta dal *Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market - COM(2004)863 final*.

La progressiva apertura dei mercati della Francia e della Germania pertanto sarà da valutare anche alla luce degli effetti (in particolare per il caso tedesco) sulla struttura dei prezzi.

#### **4 Conclusioni e ipotesi di riforma per il riequilibrio del sistema dei prezzi**

Dalle analisi di cui ai paragrafi precedenti si evincono pertanto due conclusioni: i) il livello delle accise sul gas per usi industriali è allineato alla media dei principali paesi europei importatori qui considerati. Non esiste quindi ad oggi un problema specifico di livello di accisa. Anche il livello minimo (pari a 5,715 euro/1000 m<sup>3</sup>) fissato dalla Direttiva 2003/96/CE è compatibile con l'attuale struttura delle accise italiane; ii) il sistema dei prezzi italiano è più penalizzante per il sistema industriale nel complesso (rispetto ai clienti civili), soprattutto per i grandi e grandissimi consumatori industriali.

Preso atto di ciò, a nostro avviso potrebbe essere opportuno utilizzare sia lo strumento fiscale (e quindi le misure connesse al prossimo recepimento della direttiva) sia, per quanto possibile, lo strumento tariffario, al fine di attenuare le descritte distorsioni nella struttura dei prezzi italiani.

Un'ipotesi potrebbe essere quella di impostare un sistema di accise che, a parità di gettito, introduca nel sistema dei prezzi italiani una sia pur limitata ed aggiuntiva forma di degressività.<sup>34</sup>

In sostanza, è possibile ipotizzare la previsione di un terzo “scalino” nella struttura delle accise nazionali del gas naturale sugli usi industriali che si applicherebbe ai consumatori industriali al di sopra dei 25 Milioni m3 annui. Questi consumatori, su tutto il proprio consumo, si vedrebbero applicata l'aliquota minima prevista dalla direttiva 2003/96/CE pari a 5,715 euro/1000 m3 (con un risparmio per questi consumatori pari a 1,8 euro/1000 m3). Il calo di gettito connesso verrebbe compensato con un limitato aumento nelle due classi inferiori.

L'ipotesi che qui formuliamo è estremamente rozza, è stata effettuata su di una stima prudenziale (in eccesso rispetto ai dati in nostro possesso) della percentuale dei volumi industriali dei consumatori con consumi superiori a 25 milioni m3/anno: la percentuale è stata stimata nel 25%<sup>35</sup> del totale del mercato industriale (valutato in circa 22 miliardi di consumo di metri cubi) sul quale si applica l'accisa minima.

	Aliquote in vigore euro/1000 m3	Aliquote proposte euro/1000 m3	Differenze euro/1000 m3
Accise nazionali consumatori industriali con consumi < 1,2 M di m3	12,5	13,1	0,6
Accise nazionali consumatori industriali con consumi > 1,2 milioni di m3	7,5	8,1	0,6
Accise nazionali consumatori industriali con consumi > 25 milioni di m3	7,5	5,7	- 1,8

Tabella 11

L'ipotesi, porterebbe ad un incremento di 0,6 euro per mille metri cubi per gli utenti industriali che consumano fino a 25 milioni di metri cubi. Gli utenti industriali con livelli di consumo superiori a tale soglia avrebbero invece un risparmio di 1,8 euro per mille metri cubi

Appare evidente che lo spazio disponibile per l'utilizzo di questo strumento fiscale per l'attenuazione dei divari fra i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei è piuttosto limitato, sia pur non trascurabile.

<sup>34</sup> Facciamo anche notare che le nostre considerazioni che seguono sono limitati all'accisa nazionale. La limitazione alla accisa nazionale deriva sia dalla difficoltà di reperimento dei dati per classi di consumo su base regionale, sia dalla complessità della situazione istituzionale e giuridica in materia tenuto conto in particolare delle possibili ricadute della Riforma costituzionale ed in particolare del cosiddetto federalismo fiscale anche in materia energetica. Per una discussione cfr. Barbera (2004) e Boscaleri e Lorenzini (2004).

<sup>35</sup> In effetti i dati in nostro possesso derivanti dall'incrocio della *Relazione tecnica* della Autorità del 1997 e i dati SNAM, Metano ed energia, dati statistici, anni vari indicherebbero la percentuale in attorno di circa il 20%. In considerazione della evoluzione del mercato, nonché della difficile stima del dato relativo al confine fra consumatori commerciali, artigianali prudenzialmente si è attribuita una percentuale maggiore: il 25%. E' evidente infatti che il potenziale impatto sui rimanenti clienti sarebbe inferiore in caso di minor calo di gettito dovuto alla manovra impostata su un numero inferiore di clienti con consumi superiori a 25 milioni di m3/annui.

Qualora quindi si volesse ulteriormente procedere verso il riequilibrio del sistema dei prezzi fra i gruppi di clienti industriali occorrerebbe intervenire anche sulla forma della tariffa di trasporto, ed in particolare sui corrispettivi di riconsegna sul modello delle tariffe di trasporto del Regno Unito e della Spagna. Una stima di larga massima, di fatto adottando la degressività dei due riferimenti, porterebbe ai grandi e grandissimi clienti industriali un ulteriore intervento compensativo di circa 3,5 – 3,9 euro/1000 m<sup>3</sup>.

Per concludere, l'adozione di entrambi gli interventi potrebbe pertanto comportare una riduzione per i grandi e grandissimi clienti industriali pari a circa 5,7 euro/1000 m<sup>3</sup>.

## Riferimenti bibliografici

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, anno 2005; anno 2004; anno 2003.

BANKS F. (2004) “Teoria economica e liberalizzazione del gas: una lettura controcorrente” in «Energia», n. 3, pp. 14-25.

BARBERA T. (2004) “Relazioni tra Stato e Regioni nella governance del sistema energetico” in «Energia», n. 2, pp. 54-61.

COMMISSIONE EUROPEA, DG TREN DRAFT WORKING PAPER - Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market – Bruxelles 1.3.2004, p.30

BARDAZZI R., OROPALLO F., PAZIENZA, M.G. (2004) “Accise energetiche e competitività delle imprese: un'applicazione sull'esperimento della carbon tax” Working paper Siep, no. 393.

BOSCALERI E., LORENZINI S. (2004) “Environmental taxation reform: an opportunity for local government in Italy, Irpet, mimeo.

BOVENBERG A.L., GOULDER L.H (2002) “Environmental taxation and regulation”, in *Handbook of Public Economics*, Vol. III.

DORIGONI S. (2000) “La fiscalità energetica ed il problema dell'armonizzazione a livello europeo” in «Economia delle fonti di energia e dell'ambiente» n. 3.

LONGOBARDI E. (2005) *Economia Tributaria*, McGraw-Hill, Milano.

MAJOCCHI A. (2000) *Greening Tax Mixes in Oecd Countries: A Preliminary Assessment*, Oecd, Paris

MARZI G., PROSPERETTI L., PUTZU E. (2001) *La regolazione dei servizi infrastrutturali*, Il Mulino, Bologna.

OECD (2001) *Environmentally Related Taxes in OECD Countries, Issues and Strategies*, Paris.