



**“INDAGINE CONOSCITIVA SULLA DINAMICA DEI
PREZZI DELLA FILIERA DEI PRODOTTI
PETROLIFERI, NONCHÉ SULLE RICADUTE DEI COSTI
DELL’ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS SUI REDDITI
DELLE FAMIGLIE E SULLA COMPETITIVITÀ DELLE
IMPRESE”**

10a Commissione
Industria, commercio, turismo
Senato della Repubblica

Roma, 11 Novembre 2008

INDICE

PREMESSA.....	1
Scenario di riferimento ed elementi strutturali	1
<i>L'aumento delle quotazioni del petrolio: il ruolo della domanda.....</i>	<i>1</i>
<i>L'aumento delle quotazioni del petrolio: il ruolo dell'offerta.....</i>	<i>4</i>
<i>La fase più recente</i>	<i>6</i>
<i>L'impatto sull'economia italiana: costi e prezzi dell'energia per famiglie e imprese.....</i>	<i>7</i>
<i>Il confronto dei costi dell'energia con il resto d'Europa.....</i>	<i>13</i>
IL RUOLO DELLE CAMERE DI COMMERCIO	26
L'indagine pilota sui profili di consumo e sui costi dell'energia elettrica pagati dalle imprese.....	26
<i>I risultati delle indagini sulla domanda: anno 2005 e anno 2007</i>	<i>28</i>
<i>La profilazione dei consumi.....</i>	<i>28</i>
<i>Lo sviluppo del mercato libero e i risparmi conseguibili.....</i>	<i>30</i>
<i>L'andamento dei costi della bolletta: rincari maggiori per i piccoli consumatori</i>	<i>32</i>
<i>La percezione dell'incidenza del costo dell'energia elettrica sui costi totali di produzione</i>	<i>36</i>
<i>Il regime fiscale sui consumi di energia elettrica.....</i>	<i>36</i>
Un esempio di best practice: il monitoraggio dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica pagati dalle piccole e medie imprese.....	40
<i>Il progetto dell'INDIS-Unioncamere e la pubblicazione sul mercuriale della Camera di Commercio di Milano.....</i>	<i>41</i>
L'analisi sulla filiera dei carburanti per autotrazione.....	44
<i>L'approvvigionamento di carburanti per autotrazione: produzione e importazioni.....</i>	<i>45</i>
<i>La raffinazione.....</i>	<i>46</i>

<i>La logistica</i>	47
<i>La distribuzione al dettaglio</i>	50
<i>Una ricostruzione della filiera</i>	54

CONCLUSIONI E PROPOSTE DELLE CAMERE DI COMMERCIO ..	56
--	-----------

PREMESSA

Gli ultimi anni hanno visto una costante ascesa delle quotazioni del petrolio. Facendo ricorso alla memoria storica si può ricordare che ancora nel 2003 il costo del barile era inferiore ai 30 dollari mentre a metà del corrente anno ha superato i 150 dollari. Il 2008 potrebbe, tuttavia, segnare un momento di discontinuità: ai recenti massimi storici del mese di luglio è seguito un calo repentino nei mesi autunnali che ha riportato nelle ultime settimane i prezzi verso i 60 dollari.

In questi anni gli esperti si sono prodigati nel tentativo di distinguere il ruolo che in questo rialzo è stato esercitato dalla domanda, con nuovi paesi grandi consumatori, come Cina e India, incamminati in un sentiero di rapido sviluppo economico, e dall'offerta, e cioè dai vincoli della capacità estrattiva e della nella raffinazione dovuti ai bassi investimenti dello scorso decennio, e quanta parte è, invece, da ricondurre all'eccesso di liquidità monetaria e che si è riversato oltre che sul mercato petrolifero anche su quelli delle altre materie prime, dei mercati mobiliari e immobiliari.

In questo dibattito in cui si è tentato di isolare il "contributo della speculazione" si è innestato anche il tema della cronica esposizione a *shock* di questa natura da parte di un paese fortemente dipendente come il nostro, e sulle conseguenze dei rincari del greggio per famiglie e imprese.

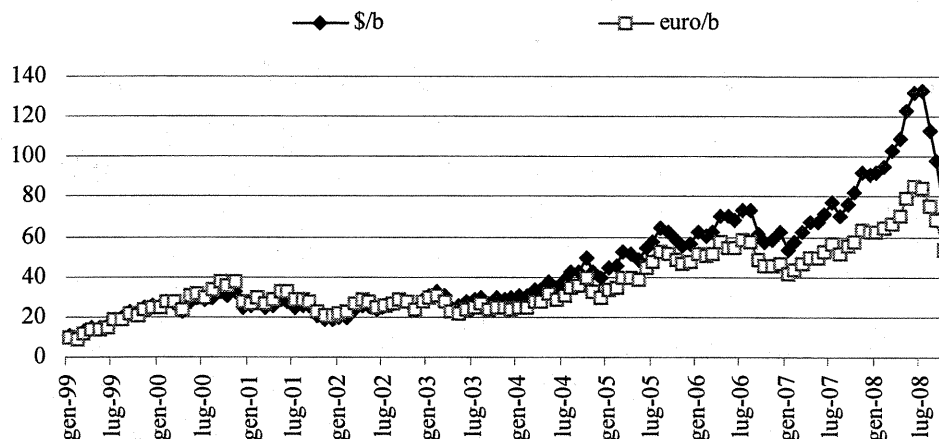
Scenario di riferimento ed elementi strutturali

L'aumento delle quotazioni del petrolio: il ruolo della domanda

Gli ultimi anni hanno visto le quotazioni del petrolio in costante ascesa (Figura 1). Il 2008 si è aperto con quotazioni intorno ai 100 dollari al barile e le quotazioni hanno raggiunto un massimo di quasi 150 dollari nello scorso luglio, una soglia impensabile fino allo scorso anno.

La fase di forte crescita è iniziata in questo decennio, con l'uscita dei paesi emergenti dalle crisi economico-finanziarie sul finire del secolo scorso e la conseguente espansione del ciclo internazionale a partire dal biennio 2003-2004.

Figura 1 - Quotazioni del Brent



Fonte: Datastream

Uno dei fattori chiave individuati come determinante dell'evoluzione delle quotazioni del petrolio è quello legato all'incremento della domanda da parte dei paesi emergenti asiatici e all'intensa fase di crescita che ha caratterizzato l'economia mondiale fino al 2007.

L'accelerazione della crescita economica mondiale ha indotto un deciso aumento del fabbisogno di petrolio (Figura 2 e Figura 3). Il 2003 e il 2004 sono stati i due anni di rialzo più intenso della domanda. Se, in termini assoluti, gli Stati Uniti rimangono il più grande consumatore di petrolio, con oltre 20 milioni di barili al giorno, sull'aumento della domanda ha avuto un peso rilevante il contributo della Cina, che in termini assoluti consuma circa un terzo rispetto agli Stati Uniti (7.5 milioni di barile giorno, mb/g). Successivamente ai due anni di picco della domanda, l'apporto alla crescita del fabbisogno mondiale di petrolio da parte degli Stati Uniti viene sostanzialmente meno mentre va ampliandosi il ruolo della Cina, che arriva a pesare per circa la metà del rialzo della domanda sia nel 2006 che nel 2007 (si tenga presente che la principale fonte energetica per la produzione di energia elettrica in Cina non è rappresentata dal petrolio ma dal carbone, che incide per l'80 per cento). Un altro importante ruolo è quello dei paesi del Medio Oriente i cui consumi, insieme a quelli cinesi, alimentano la quota maggiore di espansione della domanda. E' opportuno ricordare inoltre che in molti paesi emergenti sono state adottate politiche di sussidio ai prezzi energetici, che hanno in parte compensato l'aumento dei prezzi e impedito il contenimento della domanda.

Figura 2 - Domanda mondiale di petrolio

(mb/g)	2006	2007	2008	2009
Nord America	25.42	25.53	24.58	24.23
Europa	15.68	15.3	15.21	15.07
Pacifico	8.48	8.35	8.31	8.19
Totale Oecd	49.58	49.18	48.09	47.49
Ex Unione Sovietica	4.06	4.13	4.24	4.36
Europa	0.74	0.75	0.77	0.78
Cina	7.21	7.54	7.99	8.41
Altri paesi asiatici	9.00	9.26	9.48	9.67
America Latina	5.33	5.62	5.88	6.09
Medio Oriente	6.22	6.52	6.94	7.25
Africa	2.96	3.07	3.12	3.16
Totale non-Oecd	35.52	36.89	38.42	39.72
Mondo	85.11	86.07	86.51	87.21

Fonte: IEA - Oil Market Report - Oct. 2008

Figura 3 - Domanda mondiale di petrolio

(Var. % sull'anno precedente)	2006	2007	2008	2009
Nord America	-0.6	0.5	-3.8	-1.4
Europa	0.1	-2.4	-0.6	-0.9
Pacifico	-1.4	-1.6	-0.4	-1.4
Totale Oecd	-0.5	-0.8	-2.2	-1.3
Ex Unione Sovietica	3.4	1.7	2.7	2.8
Europa	1.0	1.8	2.4	1.9
Cina	7.8	4.6	6.0	5.2
Altri paesi asiatici	2.3	2.9	2.4	2.0
America Latina	4.6	5.3	4.7	3.5
Medio Oriente	4.0	4.8	6.4	4.5
Africa	0.9	3.9	1.6	1.4
Totale non-Oecd	4.0	3.8	4.2	3.4
Mondo	1.3	1.1	0.5	0.8

Fonte: IEA - Oil Market Report - Oct. 2008

Nonostante la maggiore crescita del fabbisogno dei paesi emergenti, permane ancora un ampio differenziale nei consumi di petrolio pro-capite tra questi e i maggiori paesi industrializzati. Ad esempio, in paesi come la Cina il settore industriale è quello che assorbe le maggiori quantità di energia, cui si contrappone la grande maggioranza della popolazione con consumi ancora piuttosto limitati.

Il petrolio è oggi ancora la principale fonte per la produzione di energia primaria, contando per poco più del 35 per cento dell'energia mondiale fornita. E' vero che gli ultimi decenni hanno visto progredire l'efficienza energetica, in particolare nei paesi

industrializzati, tuttavia i consumi in molti di essi e in particolare negli Stati Uniti rimangono molto elevati. Inoltre, una ulteriore fonte di tensione è giunta negli ultimi anni proprio dai paesi economicamente più evoluti, con l'introduzione di specifiche ambientali più stringenti sui carburanti che hanno messo alla prova il settore della raffinazione. Nel complesso però il petrolio rimane l'unica fonte di energia per il settore dei trasporti, rappresentando il 90 per cento del fabbisogno. A questo proposito, l'ingresso dei paesi asiatici nei circuiti del commercio internazionale ha amplificato ulteriormente i consumi petroliferi, dati i notevoli flussi di merci che si spostano da un continente all'altro, legati in parte alle delocalizzazioni produttive. Dunque due sono i fattori da sottolineare: da un lato alla forte crescita economica dei paesi emergenti corrisponde un incremento più sostenuto della domanda di petrolio rispetto a quello che richiederebbe, a parità di crescita, un paese industrializzato, a causa della minore efficienza energetica dei nuovi *player* mondiali e, dall'altro, a questo si deve sommare la domanda aggiuntiva per il trasporto merci legata alla delocalizzazione.

L'aumento delle quotazioni del petrolio: il ruolo dell'offerta

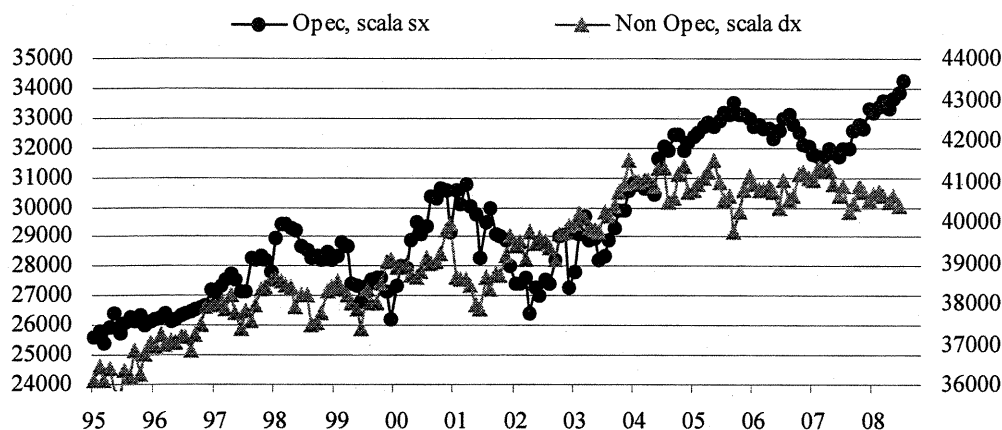
L'adeguamento dell'offerta ai forti ritmi di incremento della domanda è avvenuto non senza difficoltà, in parte per la natura dell'offerta stessa, rigida nel breve termine, e in parte per l'evoluzione che nel corso degli ultimi decenni ha caratterizzato il settore produttivo. I bassi prezzi del petrolio degli anni novanta e, di conseguenza, i ridotti profitti, avevano indotto le principali compagnie petrolifere mondiali a riequilibrare i bilanci tagliando ai minimi gli investimenti. La carenza di investimenti è andata ad incidere sulle attività di sviluppo ed esplorazione.

Con la ripresa del ciclo, la domanda è stata inizialmente soddisfatta attivando la capacità allora disponibile, che tuttavia nel corso degli ultimi anni si è andata assottigliando. E' così che i mercati hanno sviluppato una maggiore sensibilità all'andamento dei livelli delle scorte e alla *spare capacity*.

Un altro fatto ha interessato lo scenario petrolifero mondiale. Si è gradualmente determinata una ricomposizione della produzione, dovuta al superamento della fase di picco di produzione di alcuni giacimenti, per cui in alcune aree risulta problematico aumentare l'offerta, come ad esempio per i giacimenti del Mare del Nord. Si è così entrati in una fase in cui l'offerta non-Opec non è riuscita a tenere il passo della domanda (Figura 4). Inoltre le aree più attive, che esprimono la maggior parte dell'incremento dell'offerta, sono quella russa e degli stati del Caspio che rappresentano aree politicamente non particolarmente stabili e generalmente meno vicine agli interessi dei paesi occidentali.

Figura 4 - Offerta di petrolio: paesi Opec e non-Opec

Mgl di barili al giorno



Fonte: elaborazioni REF su dati IEA

Gli investimenti in esplorazioni sono ripresi, ma i tempi con i quali i nuovi progetti avviati daranno i loro frutti sono lunghi anche perché tradizionalmente soggetti a ritardi. Inoltre spesso le riserve di petrolio si trovano in zone meno accessibili (in acque molto profonde) o sono molto più pesanti (le sabbie bituminose del Canada) e dunque i costi di estrazione sono elevati. Le compagnie si trovano di fronte ad esigenze di tecnologie e competenze di capitale umano in parte nuove, che richiedono ingenti capitali e tempo per essere approntate. I grandi operatori possono trovarsi inoltre di fronte a impedimenti derivanti dai mutamenti della geopolitica internazionale dove è noto che l'approvvigionamento di materie prime strategiche è da sempre un settore particolarmente delicato.

I governi nei paesi ricchi di petrolio oltre a cercare di trattenere una quota maggiore dei profitti crescenti dell'industria (elemento non nuovo per lo meno negli ultimi decenni) cercano di impedire o limitare molto gli accessi alle risorse.

Il differenziale di crescita tra domanda e offerta è stato quindi il fattore scatenante dell'impennata del prezzo del greggio. Nel breve periodo lo squilibrio è stato compensato dal calo delle scorte, che in diversi momenti sono risultate inferiori alla media degli ultimi anni. L'abbassamento della *spare capacity*, condizionato dall'equilibrio incerto tra domanda e offerta, ha continuato a caratterizzare il mercato petrolifero, rappresentando un'ulteriore elemento di tensione. L'abbassamento del livello del *buffer* che serve per far fronte a picchi improvvisi di domanda o interruzioni inattese dell'offerta genera accresciuta insicurezza e instabilità nel mercato. Il sistema si

è così ritrovato in condizioni vulnerabili a possibili eventi climatici sfavorevoli così come ad una serie di altri fattori non prevedibili ed è questa fonte di incertezza che i mercati hanno scontato, alimentando l'aumento dei prezzi dei greggi.

Su questo scenario si è poi innestata la componente di natura prettamente finanziaria del mercato, che ha puntato sulla scarsa fluidità del comparto petrolifero e che a tratti ha giocato un ruolo non secondario, ma non determinante, complice la passata debolezza del dollaro, contribuendo ad aumentare la volatilità dei prezzi.

La fase più recente

Nel corso dell'estate di quest'anno si è invece assistito ad una secca inversione di tendenza che ha riportato il livello del prezzo praticamente sui valori di inizio 2007.

Il calo della quotazione del greggio si è peraltro manifestato con un significativo ritardo rispetto all'avviata fase di rallentamento del ciclo mondiale.

Con la crisi del mercato immobiliare americano già a fine 2007, si è delineato anche il crollo dei mercati del credito e dei derivati creditizi, sui quali molto era stato investito. La fuga da questo settore ha riversato una massa di liquidità che ha trovato allocazione anche sui mercati delle materie prime e sul petrolio in particolare. A favorire il passaggio è stato inoltre l'orientamento espansivo della politica monetaria americana che, nel cercare di impedire una possibile recessione favorendo l'obiettivo della crescita non si è preoccupata dell'indebolimento del cambio. Il basso costo del denaro avrebbe quindi fornito l'incentivo a prendere posizioni di acquisto sui mercati delle materie prime.

Nelle settimane estive lo scenario sull'evoluzione delle quotazioni petrolifere è tuttavia mutato in maniera repentina.

Da un lato sono divenuti evidenti i segnali di rallentamento economico al di fuori degli Stati Uniti. I dati relativi alla crescita del prodotto interno lordo nel secondo trimestre 2008 negli maggiori paesi industrializzati (area euro e Giappone) hanno evidenziato che questi paesi non sono restati immuni dalla decelerazione dell'economia americana.

Un altro fattore chiave è più strettamente legato alla domanda petrolifera. I dati sulla domanda di petrolio hanno confermato un *trend* di indebolimento in particolare per quanto riguarda gli Stati Uniti – che, come detto, è il principale consumatore di petrolio –, dove è altamente probabile che gli elevati prezzi abbiano contribuito a determinare il calo di consumi di benzina.

Allo stesso tempo, le migliorate prospettive dal lato dell'offerta per l'ultima parte del 2008 e per il 2009 hanno contribuito a modificare le attese circa gli andamenti di medio termine.

Importante il ruolo degli investimenti degli operatori non prettamente commerciali. Proprio nei mesi estivi un'ondata di liquidazioni di posizioni di acquisto sui *futures* quotati al *Nymex* ha amplificato la portata della correzione dei prezzi.

Il peggioramento delle prospettive di crescita della domanda per i prossimi trimestri ha ulteriormente guidato verso il basso le quotazioni. I prezzi sono scesi a ottobre sotto i 70 dollari al barile sia per il Brent che per il Wti (*West Texas Intermediate*)¹.

Le stime più recenti relative alla domanda di petrolio sono state significativamente riviste verso il basso dall'Agenzia Internazionale per l'Energia, in particolare per quello che riguarda l'anno in corso. La domanda di petrolio risulterà in contrazione nei paesi dell'Ocse e soprattutto negli Stati Uniti dove per il 2008 si stima un crollo dei consumi del 4.6 per cento. La domanda mondiale di petrolio dovrebbe aumentare dello 0.5 per cento nel 2008, mentre per il 2009 le attese sono per una crescita dello 0.8 per cento, anche se tale stima appare largamente ottimistica alla luce del quadro macroeconomico che si sta delineando.

Nemmeno i tagli di produzione da parte dell'Opec, volti ad arginare una ulteriore caduta dei prezzi, sono sembrati preoccupare i mercati. In tale contesto rimarrà da verificare l'efficacia di una politica di riduzione dell'offerta e la disponibilità dei singoli paesi a rinunciare alle potenziali entrate derivanti dalla vendita della materia prima in un momento in cui si stanno ampliando gli spazi di capacità produttiva non utilizzata.

L'impatto sull'economia italiana: costi e prezzi dell'energia per famiglie e imprese

Un più elevato prezzo del petrolio si traduce in un rincaro dei prezzi al consumo dei prodotti energetici, e riduce il potere d'acquisto dei consumatori.

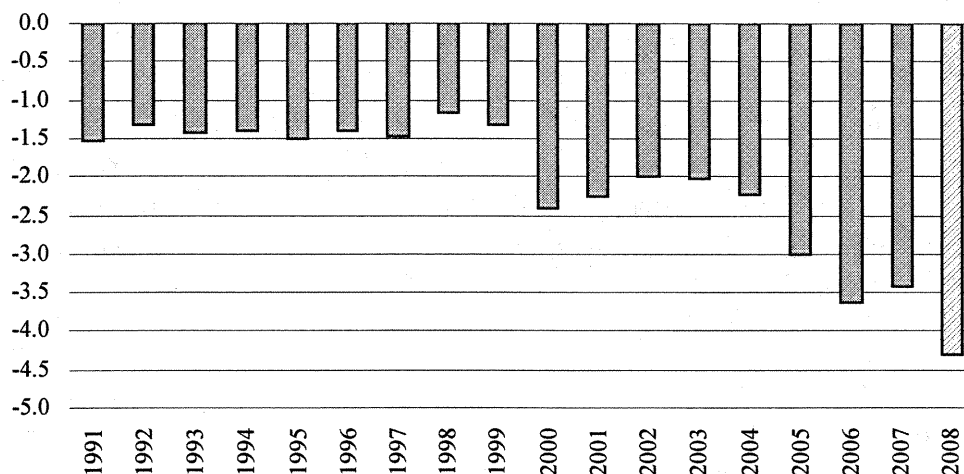
Nel corso degli ultimi anni, ed in particolare dell'ultimo quinquennio, sia le importazioni che le esportazioni in valore di prodotti petroliferi (ovvero di minerali energetici - tra i quali il petrolio grezzo - di prodotti della raffinazione, di gas e di elettricità) hanno registrato un deciso incremento. Il nostro paese, com'è noto, però è un importatore netto di prodotti energetici. Il saldo netto della bilancia energetica si è

¹ Il Brent è il petrolio a basso contenuto di zolfo estratto dalla piattaforma continentale del Mare del Nord. E' utilizzato nei contratti *futures* quotati all'*International Petroleum Exchange* (IPE) con sede a Londra. Questi derivati coprono circa due terzi delle contrattazioni finanziarie mondiali sul petrolio. Il WTI è un tipo di petrolio utilizzato come *benchmark* nelle quotazioni del petrolio ed è utilizzato nei contratti *futures* quotati sul *New York Mercantile Exchange* (NYMEX).

ampliato nel corso degli anni, più di quanto sia cresciuto (in termini nominali) il prodotto interno lordo italiano (PIL). Il rapporto tra il saldo netto e il PIL costituisce una misura del peso degli scambi con l'estero di prodotti energetici sull'economia: in media negli anni novanta tale peso è stato di circa 1.4 punti di PIL. A partire del 2000, però, il saldo netto è peggiorato salendo oltre i 2 punti percentuali di PIL e ha registrato un vistoso deterioramento dal 2005 ad oggi. Alcune stime indicano per il 2008 un ulteriore peggioramento con un deficit ben al di sopra del 4% del PIL (Figura 8).

Figura 5 -Saldo commerciale - prodotti energetici

(in % del PIL)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF su dati Istat

Nel corso della prima metà del 2008 il prezzo del petrolio ha continuato ad aumentare sino a superare nel mese di luglio l'ennesimo massimo storico, portandosi intorno ai 140 dollari al barile, quotazioni quasi doppie rispetto a quelle degli stessi mesi del 2007. L'impatto sulle economie europee è stato in parte compensato dal forte apprezzamento dell'euro, ma i rincari del petrolio anche misurati in valuta interna sono consistenti, pari a circa il 50%. Dalla fine del periodo estivo le quotazioni del greggio hanno esibito un brusco rientro sino a scendere verso i 65 dollari al barile.

Anche con questa inversione di tendenza nell'eventualità che le quotazioni si mantengano su questi livelli sino alla fine dell'anno nella media del 2008 il petrolio sarà comunque rincarato di circa 40% in dollari e di oltre il 30% in euro (passando da 73 dollari del 2007 ai 103 dollari attesi per la media 2008 e dai 53 euro al barile del 2007 a 70 euro al barile nel 2008).

Si può comprendere che il recente calo del greggio se ridimensiona l'entità dello *shock* petrolifero non elimina il problema dei rincari che già si sono abbattuti sui bilanci delle famiglie e sui conti delle imprese.

I meccanismi con cui i rincari del petrolio si propagano all'economia e ai bilanci familiari sono di tre tipi: un primo impatto "diretto", che aggredisce i bilanci familiari attraverso l'aumento dei carburanti per autotrazione e riscaldamento (benzina e gasoli) e delle tariffe di gas (cottura e riscaldamento) e dell'energia elettrica. Pur con i recenti ribassi l'ultimo anno ha visto i prezzi dei prodotti energetici rincarare di circa il 15%, con aumenti di circa il 10% per la benzina e di circa il 20% per il gasolio, sia per autotrazione che da riscaldamento. Nel caso dei carburanti l'aumento è pressoché contestuale alla lievitazione dei corsi petroliferi, mentre si esplica nell'arco di qualche mese per le tariffe dell'energia (gas e elettricità). Questo perché il meccanismo di aggiornamento delle tariffe è preordinato dall'autorità amministrativa, nello specifico l'autorità per l'Energia elettrica e il Gas (AEEG).

Per quanto riguarda il saggio di crescita della componente delle tariffe dell'energia che fino alla fine dello scorso anno si trovava ancora in territorio negativo, dal mese di gennaio ha preso ad aumentare rapidamente, con picchi vicini al 20% nel periodo estivo e forti decorsi ancora di recente per il gas da riscaldamento e uso cottura. Nonostante l'inversione di rotta del petrolio l'anno 2008 delle tariffe energetiche segna dunque una costante progressione.

Un secondo impatto del petrolio è detto "indiretto" perché muove dall'aumento dei costi dei carburanti e dell'energia per le imprese e, attraverso l'aumento dei costi di produzione e di trasporto, risale la filiera di produzione e distribuzione: a distanza di 12-18 mesi i maggiori costi del petrolio divengono un aumento dei prezzi finali dei beni e dei servizi. I tempi con cui l'impatto indiretto arriva ai prezzi al consumo sono più incerti; in una prima fase, infatti, i maggiori costi del petrolio comprimono i margini delle imprese industriali e commerciali, solo gradualmente e talvolta neanche completamente, i prezzi al consumo incorporano i maggiori costi. Molto dipende dal contesto economico di contorno: una congiuntura non facile dei consumi rallenta i tempi di trasferimento, talvolta l'aumento del petrolio e l'impossibilità di trasferire i maggiori costi a valle stimolano guadagni di efficienza e produttività che possono aiutare a compensare parte dell'aggravio di costo.

L'esperienza degli anni recenti ha mostrato che questi passaggi sono stati ampiamente compensati dall'impatto che la globalizzazione ha giocato sulle economie industrializzate, consentendo ai consumatori occidentali di beneficiare dei bassi prezzi con cui i manufatti "globalizzati" giungevano sui mercati, peraltro costringendo i produttori nazionali a guadagni di efficienza.

Questi primi due effetti caratterizzano il meccanismo con cui i rincari delle materie prime si propagano al sistema economico, e descrivono le modalità con cui le risorse drenate dai paesi produttori di petrolio vengono reperite presso famiglie e imprese nei paesi consumatori: esauriti questi due primi effetti lo shock petrolifero potrebbe dirsi assorbito.

Un terzo effetto, può però contribuire ad amplificare gli effetti dell'aumento del costo petrolifero rendendoli più persistenti nel tempo.

La perdita di potere d'acquisto conseguente all'impatto diretto e indiretto del petrolio, che si manifesta con il rialzo dell'inflazione, può indurre i lavoratori a tentare di recuperare via salari la maggiore inflazione presente e quella attesa per il futuro: nel caso dei lavoratori dipendenti questo fenomeno si materializza con l'inasprimento delle rivendicazioni salariali e con l'allungamento dei tempi di chiusura dei contratti; nel caso dei lavoratori autonomi con il tentativo di accrescere il costo della manodopera del servizio erogato. E' il cosiddetto effetto di secondo impatto la cui probabilità di materializzarsi cresce con all'aumentare della durata dello *shock*: una impennata di qualche mese delle quotazioni del petrolio non causa generalmente una reazione salariale. Diverso è il caso di una costante crescita delle quotazioni del greggio che si protrae per anni e anni.

L'aumento dei salari può favorire un temporaneo recupero di potere d'acquisto per le famiglie; ma l'aumento del costo del lavoro torna a far crescere i costi delle imprese e a cagionare nuovi aumenti dei prezzi: è la cosiddetta spirale prezzi-salari. La teoria economica insegna che ogni shock petrolifero comporta un cambiamento nella distribuzione netta della ricchezza dai paesi consumatori in favore dei paesi produttori petrolio. Nei paesi consumatori, quali il nostro, tale perdita di ricchezza impone dei sacrifici a carico di tutti i percettori di reddito, sui quali ricade una perdita secca di potere d'acquisto.

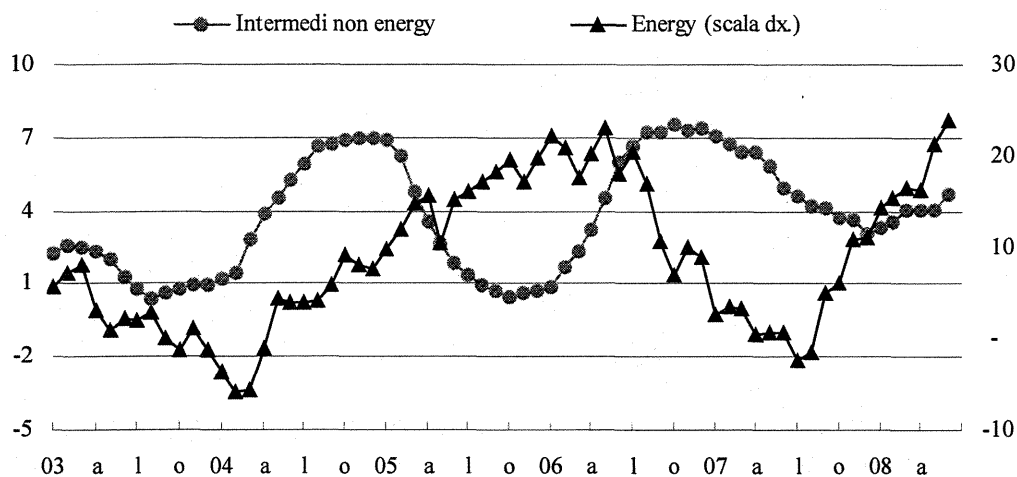
Energia e imprese

La bolletta elettrica per le imprese italiane per il 2008 si prefigura più gravosa rispetto allo scorso anno.

Secondo i dati ISTAT (Figura 6), nella prima parte dell'anno la componente energia dei prezzi alla produzione è cresciuta a tassi tendenziali mensili fino al 20%, contro variazioni intorno al 4% per i beni intermedi.

Figura 6 - Prezzi alla produzione dei beni

(variazione % tendenziali)



Fonte: elaborazioni REF su dati Istat

I dati rilevati dalla Camera di Commercio di Milano, presso la quale è stato applicato un prototipo sviluppato insieme all'Unioncamere, rivelano che l'aumento medio della bolletta elettrica per il complesso delle piccole e medie imprese nel 2008 sarà del 15% rispetto allo scorso anno; dal 2004 il rialzo cumulato del costo dell'elettricità sfiora il 40%.

L'aumento della bolletta energetica ha inciso in maniera rilevante sui costi unitari variabili di produzione delle imprese italiane. Per queste ultime si è trattato quindi di un momento delicato: trattenere parte dei rincari a monte erodendo la redditività o aumentare i prezzi a valle, rischiando però di vedersi assottigliare le proprie quote di mercato. Non va dimenticato inoltre che i consistenti rialzi dei prezzi dell'energia inducono condizioni di difficoltà dei *mark up* industriali non solo per i settori a valle delle diverse filiere, ma in generale anche per i settori primi utilizzatori di materie prime.

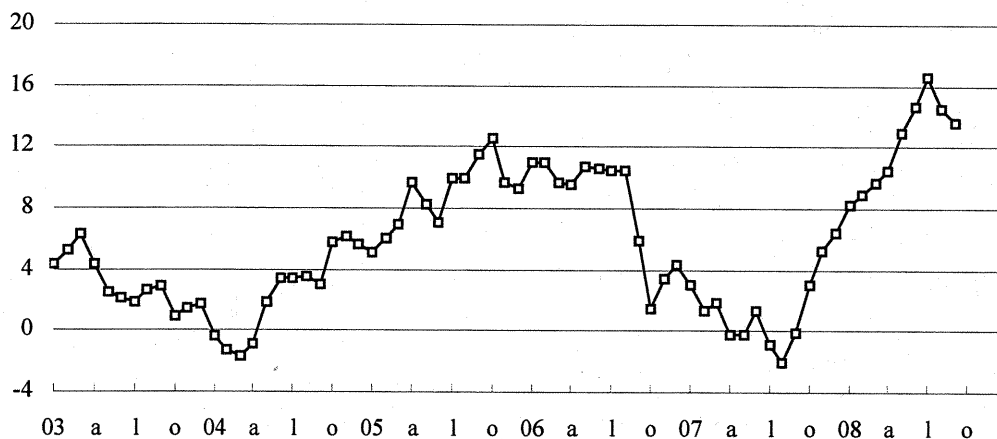
Energia e famiglie

Le spese per l'energia rappresentano una quota rilevante dei consumi delle famiglie italiane che per essa spendono mediamente una quota pari a circa l'8% del totale. Gli aumenti dei prezzi al consumo dell'ultimo anno hanno nel complesso contribuito ad erodere la capacità di acquisto dei redditi della famiglie, che oltre ai rincari energetici si sono contemporaneamente trovate a fronteggiare anche gli aumenti del comparto

alimentare. Su entrambi i versanti si tratta sovente di spese ineliminabili, che vanno a soddisfare bisogni primari delle persone (Figura 7).

Figura 7 - Prezzi al consumo: energy totale

(variazione % tendenziali)



Fonte: elaborazioni REF su dati Istat

Una quantificazione del primo impatto “diretto” sui bilanci familiari dell’aumento del prezzo del petrolio può essere realizzata incrociando la previsione dei rincari 2008 per le voci interessate (carburanti, energia elettrica e spesa per il riscaldamento delle abitazioni) con la fotografia della relativa spesa scattata dall’Istat annualmente con l’indagine sui consumi delle famiglie.

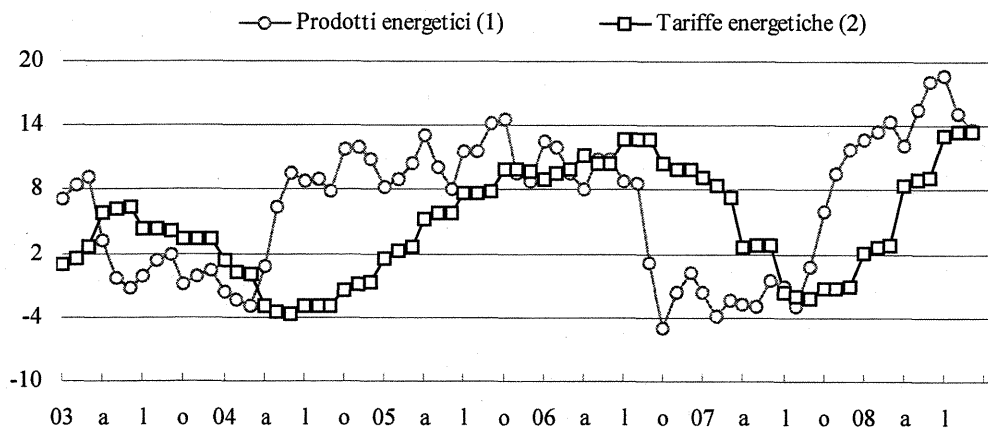
Secondo i dati Istat la famiglia media italiana spende poco meno di 850 euro all’anno per riscaldare la propria abitazione (gas metano, gasolio e combustibili solidi); oltre 1500 euro all’anno è la spesa media in carburanti per l’auto; infine, circa 500 euro all’anno è la bolletta elettrica media.

Una stima prudenziale circa l’evoluzione di questi costi nei mesi finali del 2008 si basa su uno scenario abbastanza conservativo di quotazioni del petrolio che si confermano sotto ai 70 dollari al barile e di un cambio che conferma valori di 1.25 dollari per euro sino a dicembre.

Sulla base di questo scenario i prezzi dei carburanti per autotrazione aumenterebbero in media di circa il 10% nel 2008, con più sostenute per il gasolio (+17%) che per le benzina (+8%). Parimenti la spesa per il riscaldamento delle abitazioni è vista crescere di circa il 17% mentre le bollette dell’energia elettrica aumentano in media del 10%.

Figura 8 - Prezzi al consumo: prodotti energetici e tariffe energetiche

(variazione % tendenziali)



(1) Carburanti autotrazione e combustibili riscaldamento (2) Energia elettrica e gas

Fonte: elaborazioni REF su dati Istat

Per la famiglia media la maggiore spesa per carburanti, riscaldamento e elettricità nel 2008 ammonterebbe a circa 300 euro.

Nel complesso, nel 2008, si tratta di una perdita di potere d'acquisto equivalente a circa un punto percentuale della spesa annua. Per semplificare, è come se l'aumento dei petrolio avesse eroso buona parte del progresso dei consumi registrato nel 2007 (cresciuti dell'1.4% in termini reali secondo la contabilità nazionale Istat).

Il confronto dei costi dell'energia con il resto d'Europa

Ad oggi la principale e unica fonte istituzionale utilizzata per confronti internazionali sui costi dell'energia elettrica sono le rilevazioni di fonte Eurostat. Tuttavia, l'istituto di statistica europeo ha adottato, fino al 2007, la metodologia del "consumatore tipo", rilevando i prezzi dell'energia applicati a profili di consumatore tipo (sia industriale sia domestico), identificati sulla base di determinate ipotesi relative al consumo annuo e ad altre caratteristiche delle modalità di prelievo dell'energia elettrica e del gas naturale.

Questa metodologia, adottata sulla base della direttiva 90/377/CEE, presentava diversi limiti: il principale risiedeva nel fatto che i prezzi rilevati riflettevano tendenzialmente le tariffe del vecchio mercato vincolato. Con la completa apertura del

mercato e l'aumento dei fornitori si è reso dunque necessario un aggiornamento della metodologia di rilevazione con lo scopo di ottenere prezzi più aderenti alla realtà effettiva dei mercati dell'energia aperti alla concorrenza. L'intervento, adottato con decisione della Commissione Europea del 7 giugno 2007 (2007/394/CE), modifica la direttiva originaria del 1990 e rivede la metodologia di rilevazione dei prezzi dell'energia.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, i prezzi comunicati sono i prezzi pagati dai consumatori finali industriali che acquistano energia elettrica per il loro uso interno, riferito a tutte le tipologie di impieghi industriali. La nuova metodologia supera la tecnica del "consumatore tipo" e impone la rilevazione dei prezzi per fasce (classi) di consumo.

I prezzi sono comprensivi di tutte le spese: tariffe per l'uso della rete, prezzo dell'energia consumata al netto di eventuali premi o riduzioni, altri oneri relativi al servizio di fornitura (noleggio del contatore, canone fisso, costi connessi alla capacità (distribuzione), ecc...). Viene invece espressamente esclusa la spesa relativa al primo allacciamento alla rete elettrica. I prezzi da comunicare sono i prezzi medi ponderati riferiti all'intero territorio nazionale: il fattore di ponderazione è rappresentato dalla quota di mercato detenuta da ciascun fornitore (è ammessa la media aritmetica quando non sia possibile calcolare i prezzi ponderati) e gli stati europei assicurano che i dati raccolti nei rispettivi paesi si riferiscano ad una quota rappresentativa del mercato nazionale. Le quote di mercato sono calcolate con riferimento alle quantità di energia fatturate dai fornitori e ove possibile vanno calcolate in maniera separata per ciascuna classe di consumo .

I prezzi comunicati fanno riferimento a tre distinti livelli:

1. al netto di tutte le tasse ed oneri;
2. al netto dell'IVA e delle altre imposte recuperabili;
3. comprensivi di tutte le tasse, imposte ed IVA.

La nuova direttiva impone agli stati membri di fornire ad Eurostat, almeno una volta all'anno, informazioni sui principali fattori e caratteristiche medie che incidono sui prezzi comunicati per ciascuna categoria di consumatori. Tra le informazioni da fornire vi sono i fattori di carico medi dei consumatori finali industriali per fascia di consumo, da calcolarsi in base al volume totale delle forniture e della domanda massima media, i limiti di tensione, una descrizione dei canoni fissi, della spesa per il noleggio del contatore e di qualsiasi altro onere rilevante a livello nazionale. Inoltre, sempre una volta all'anno deve essere comunicata anche una scomposizione del prezzo dell'energia in "prezzo rete", "prezzo energia e approvvigionamento" e "tasse ed altri oneri".

Il “prezzo rete” è dato dal rapporto fra le entrate correlate alle tariffe di trasmissione e di distribuzione; il “prezzo energia e approvvigionamento” è dato dal prezzo totale al netto del “prezzo rete” e di “tasse e altri”. Il “prezzo rete” include generalmente le tariffe per la trasmissione e la distribuzione, perdite di trasmissione e distribuzione, costi relativi alla rete, servizi post-vendita, spesa di manutenzione, noleggio contatori.

Il “prezzo energia e approvvigionamento” comprende invece i costi di produzione, bilanciamento, costo energia fornita, servizi alla clientela e altri costi di approvvigionamento. Vanno invece indicati separatamente gli altri costi specifici che non rientrano nelle due voci precedenti.

Come nella precedente metodologia la rilevazione viene effettuata due volte all’anno, all’inizio di ogni semestre (1 gennaio e 1 luglio), ma con una importante differenza: i prezzi non si riferiscono più al momento in cui vengono rilevati ma ai prezzi medi (ponderati per le quote di mercato di ciascun fornitore) pagati in ciascuna classe di consumo nel corso del semestre precedente.

Alla luce di queste novità, in questa sede opereremo una semplice analisi di comparazione dei prezzi tra i principali paesi europei con riferimento al secondo semestre 2007 per i consumatori industriali² e al primo semestre 2008 per i consumatori domestici.

Costi dell’energia elettrica per le imprese a confronto

Le Figura 9 e la Figura 10 evidenziano come il costo della fornitura di energia elettrica in Italia, al netto e al lordo delle tasse, sia superiore a quello dei maggiori paesi europei. In particolare, mentre il differenziale di costo con la Francia è compreso tra un minimo del 35% ad un massimo di quasi il 56% a seconda della classe di consumo considerata, quello con la Germania e il Regno Unito mostra un andamento crescente fino alla quarta classe di consumo (tra 2000 e 20000 MWh/anno) per poi annullarsi (con la Germania) o addirittura invertirsi (con il Regno Unito) per le classi di consumo più elevate. Al lordo delle tasse, addirittura, il costo della fornitura per le imprese italiane che consumano oltre 20 GWh/anno è inferiore a quello tedesco.

Queste differenze di prezzo dipendono in larga parte dal differente parco di generazione italiano rispetto agli altri paesi europei.

² Nel momento in cui si scrive, infatti, il nostro paese non ha ancora provveduto a fornire i dati relativi al primo semestre 2008 per i consumatori industriali, già disponibili invece per gran parte dei maggiori paesi europei.

In eternale, ad essere più penalizzate sono le imprese che si collocano nelle fasce classi centrali di consumo: tra i 20 e 20000 MWh all'anno.

Il confronto tra i prezzi al netto e quelli al lordo delle tasse rivela il carattere fortemente regressivo del regime fiscale sui consumi di energia elettrica in Italia, al contrario di Francia e Germania dove invece si osserva una imposizione moderatamente progressiva all'aumentare dei consumi o di Spagna e Regno Unito dove vigono regimi sostanzialmente *flat*.

Come vedremo più avanti la fiscalità sui consumi di energia elettrica delle imprese gioca un ruolo redistributivo decisamente sfavorevole per i piccoli e medi consumatori, mentre svolge un ruolo di compensazione sui grandi e grandissimi consumatori.

Figura 9 - Costo della fornitura di energia elettrica al netto delle imposte

(secondo semestre 2007)

MWh	centesimi di euro/kWh						scarto % rispetto all'Italia				
	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	Area Euro	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	Area Euro
x<20	15.04	9.6	14.79	15.14	13.94	13.25	-36%	-2%	1%	-7%	-12%
20<x<500	12.05	6.64	10.94	11.05	11.59	10.07	-45%	-9%	-8%	-4%	-16%
500<x<2000	11.6	5.24	8.94	9.12	10.33	8.56	-55%	-23%	-21%	-11%	-26%
2000<x<20000	10.55	4.68	7.76	7.94	9.06	7.58	-56%	-26%	-25%	-14%	-28%
20000<x<70000	7.2	4.68	7.24	6.62	8.6	6.5	-35%	1%	-8%	19%	-10%
70000<x<150000	7.2	4.33	7.22	5.28	8.24	6.17	-40%	0%	-27%	14%	-14%

Fonte: elaborazioni REF su dati Eurostat

Figura 10 - Costo della fornitura di energia elettrica al lordo delle imposte

(secondo semestre 2007)

MWh	centesimi di euro/kWh						scarto % rispetto all'Italia				
	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	Area Euro	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	Area Euro
x<20	22.22	11.89	21.52	18.44	16.82	18.18	-46%	-3%	-17%	-24%	-18%
20<x<500	17.52	8.67	16.14	13.42	14.21	13.80	-51%	-8%	-23%	-19%	-21%
500<x<2000	16.04	6.92	13.53	11.06	12.67	11.71	-57%	-16%	-31%	-21%	-27%
2000<x<20000	14.04	6.31	12.10	9.61	11.10	10.39	-55%	-14%	-32%	-21%	-26%
20000<x<70000	9.42	6.48	10.84	8.00	10.39	8.80	-31%	15%	-15%	10%	-7%
70000<x<150000	9.42	6.00	11.13	6.38	9.93	8.47	-36%	18%	-32%	5%	-10%

Fonte: elaborazioni REF su dati Eurostat

Costi dell'energia elettrica per le famiglie a confronto

Per quanto riguarda il costo della bolletta per le famiglie, l'Italia si caratterizza per una struttura tariffaria peculiare, almeno se posta a confronto con quella vigente nei maggiori paesi europei.

La Figura 11 e la Figura 12 mostrano il livello del costo della bolletta, al netto e al lordo delle tasse, per classi crescenti di consumo annuo per alcuni dei maggiori paesi europei e per l'Italia. Mentre tutti i paesi europei evidenziano un costo decrescente all'aumentare dei consumi, in Italia si registra una evoluzione opposta con un costo che aumenta al crescere dei volumi prelevati. Non solo. Per le prime due classi di consumo (fino a 2500 kWh/anno) l'Italia evidenzia il livello di costo più basso, mentre risulta la più penalizzata sulle classi di consumo superiori.

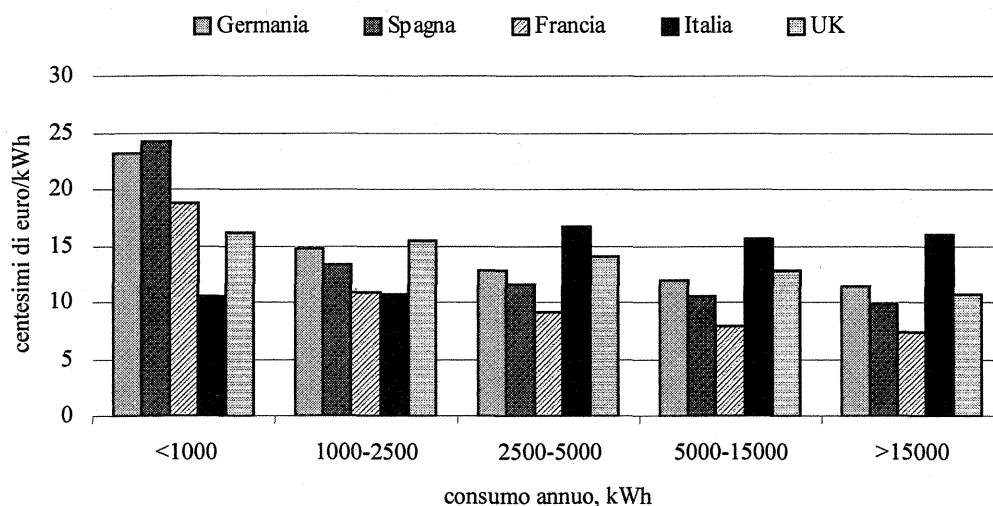
Nello specifico, per la prima classe di consumo (fino a 1000 kWh/anno) le famiglie italiane pagano tra il 34 e 56% in meno rispetto a quelle dei maggiori paesi europei. Sulla seconda classe di consumo (tra 1000 e 2500 kWh/anno) la convenienza permane su percentuali di poco inferiore al 30% tranne che nei confronti della Francia che mostra un costo sostanzialmente allineato a quello italiano.

Sulle due classi di consumo superiori invece la maggiore spesa delle famiglie italiane rispetto a quelle europee oscilla da un minimo del 20% ad un massimo che va oltre il 100%.

Sotto il profilo del regime fiscale applicato ai consumi di energia elettrica delle famiglie non si riscontrano particolari divergenze tra i maggiori paesi europei, ad eccezione del Regno Unito che evidenzia una imposizione *flat* e aliquote molto basse.

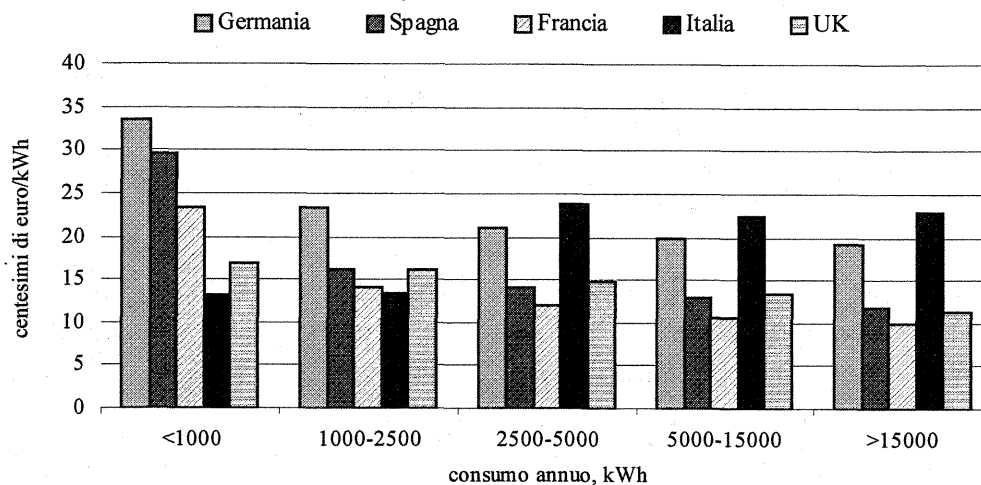
Figura 11 - Famiglie: costo dell'energia elettrica al netto delle imposte

I semestre 2008



Fonte: Eurostat

Figura 12 - Famiglie: costo dell'energia elettrica al lordo delle imposte -
 I semestre 2008



Fonte: Eurostat

Queste evidenze sono conseguenza diretta della particolare struttura tariffaria italiana che assicura una ampia estensione della cosiddetta “fascia sociale” cioè di un sussidio incaricato che penalizza le famiglie con elevati consumi o non residenti e favorisce le famiglie con bassi consumi residenti: questo sussidio spiega perché pur avendo costi di produzione dell’energia elettrica strutturalmente più elevati la gran parte delle famiglie italiane con bassi consumi (fino a 2700 kWh/anno) pagano meno che nel resto d’Europa.

Con la riforma tariffaria introdotta dall’AEEG nel 2000 con la delibera n. 204/99 (in seguito recepita nel Testo integrato per il primo periodo regolatorio 2000-2003), l’Autorità ha introdotto la tariffa unica nazionale di riferimento D1 per l’utenza domestica, rispondente ai costi riconosciuti alle imprese di distribuzione e ai costi del servizio di vendita di energia elettrica alle famiglie. Al fine di minimizzare l’impatto dell’introduzione della nuova tariffa, il regolatore ha previsto una fase di transizione che prevede la sospensione temporanea della tariffa D1 e l’applicazione, in alternativa, di due tariffe obbligatorie, D2 e D3. La prima è rivolta alle utenze domestiche residenti con potenza impegnata fino a 3 kW, mentre la seconda è applicata ai non residenti e ai residenti con potenza impegnata oltre 3 kW.

Fino al 2008, l’applicazione effettiva della tariffa D1 è stata subordinata alla definizione della tariffa sociale, ovvero del regime agevolato per i clienti domestici in stato di disagio economico. La definizione della tariffa sociale infatti è stata ritenuta cruciale per l’evoluzione del sistema tariffario per l’utenza domestica portando alla convergenza

delle tariffe domestiche transitorie D2 e D3 verso la D1 e garantendo la protezione sociale alle famiglie realmente bisognose, sulla base di un sistema più equo e trasparente dal punto di vista delle condizioni di accesso e delle modalità di finanziamento dell'agevolazione.

L'AEEG, con delibera ARG/elt 117/908, ha finalmente dato avvio alla tariffa sociale secondo i criteri definiti dal decreto Ministero dello Sviluppo economico 28 dicembre 2007³. Più che di una tariffa agevolata si tratta di un sistema di compensazione. Nello specifico, questa consiste in una componente tariffaria, espressa in euro/punto di prelievo/anno e riconosciuta per 12 mesi, a riduzione della spesa annua per la fornitura di energia elettrica. A beneficiare del bonus saranno le famiglie che dichiareranno un valore ISEE inferiore o uguale a 7500 euro, indipendentemente dal livello di consumo di energia elettrica effettuato.

L'agevolazione è stata dimensionata al fine di garantire in maniera indicativa un risparmio pari al 20% sulla bolletta pagata dall'utente medio (consumo 2700 kWh/anno con 3/4 componenti) ed è crescente in base al numero del nucleo familiare. L'AEEG ne ha definito i livelli per il 2008:

- 60 euro/anno per 1-2 componenti;
- 78 euro/anno per 3-4 componenti;
- 135 euro/anno per più di 4 componenti.

Ne deriva che a beneficiare dei maggiori risparmi di spesa saranno le famiglie più numerose con consumi inferiori ai 2700kWh/anno. Per una famiglia con più di 4 componenti e consumi inferiori ai 900 kWh/anno, il bonus può addirittura annullare l'intera spesa annua. Il risparmio si ridimensiona intorno al 30% per consumi pari a 2700 kWh/anno, per poi scendere sotto al 10% per consumi oltre la soglia dei 4500kWh/anno. E' evidente però che a famiglie numerose corrispondono tendenzialmente consumi molto elevati, determinati da un utilizzo intenso degli elettrodomestici, ed è quindi poco probabile che possano verificarsi i casi di risparmio estremo.

L'AEEG ha stimato che saranno necessari oltre 380 milioni di euro per garantire l'erogazione del bonus sociale a circa 5.2 milioni di famiglie in stato di disagio economico. La copertura dell'onere derivante dal finanziamento delle compensazioni avviene attraverso l'introduzione di una nuova componente tariffaria, denominata As, che è stata applicata a tutti i consumatori (esclusi ovviamente i soggetti beneficiari della

³ D.M. 28 dicembre 2007 recante la "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute", pubblicato nella G.U. n. 41 del 18 febbraio 2008.

compensazione) a partire dal 1 ottobre 2008. Il valore iniziale è stato fissato a 0.01 centesimi di euro/kWh, ma a regime dovrebbe attestarsi intorno ad 0.13/0.15 centesimi euro/kWh.

A differenza della componente As, l'entrata in vigore del nuovo sistema tariffario per i clienti domestici è rinviata al 1 gennaio 2009. Come prevedibile, quella che scatterà dal prossimo anno è solo una prima tappa del lungo percorso verso una tariffa maggiormente *cost reflective*. Quattro i punti sostanziali dell'intervento:

- conferma della tariffa D1 come tariffa di riferimento;
- mantenimento della differenziazione delle tariffe domestiche in base a residenza anagrafica e impegno di potenza;
- introduzione di una struttura a scaglioni di consumo per la tariffa di trasporto anche per i clienti in D3;
- riallineamento delle quote fisse, in maniera parziale per la D2 e totale per la D3, verso la tariffa D1.

L'analisi di alcune simulazioni condotte evidenziano che quello dell'AEEG è solo un piccolo passo verso la riduzione dei sussidi incrociati tra consumatori, che però inevitabilmente restano⁴. La convergenza verso la tariffa di riferimento D1 è ricercata solo per chi consuma poco, mentre si registra un vistoso allontanamento da essa per le famiglie con consumi molto elevati.

Il maggior aumento di spesa, superiore al 5%, verrà registrato dai circa 3 milioni di famiglie in D2 che consumano meno di 900 kWh/anno e da una parte dei circa 2 milioni di nuclei familiari (in D2 e D3) che consumano oltre 4440 kWh/anno. Inferiore al 5% sarà invece l'aggravio di spesa per le 5 milioni e mezzo di famiglie in D2 che registrano un consumo annuo compreso tra i 900 e 1800 kWh/anno, mentre a beneficiare di una riduzione della spesa saranno principalmente le 2 milioni di famiglie in D2 che consumano tra i 3450 e i 4440 kWh/anno e tutte le famiglie in D3 (5 milioni e mezzo) che consumano sotto i 4440 kWh/anno.

⁴ Le simulazioni effettuate fanno riferimento alle tariffe e ai corrispettivi in vigore al terzo trimestre 2008. L'obiettivo è quello di valutare l'impatto, a parità di tutte le altre condizioni (PED, UC, A, PCV, DISPbt), dei nuovi livelli delle componenti (t1: corrispettivo fisso per punto di prelievo, t2: corrispettivo di potenza, t3: corrispettivo di energia) a copertura dei costi del servizio di trasporto sui diversi profili di consumatore. E' opportuno sottolineare fin da subito che l'AEEG ha già previsto modifiche all'articolazione della componente DISPbt, sulla base degli stessi criteri previsti per la riforma del sistema tariffario. La componente DISPbt è la componente di dispacciamento, espressa in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela. Ad oggi questa componente non è differenziata in scaglioni di consumo per la D3. Tale intervento non dovrebbe incidere in maniera sostanziale sul segno dei risultati dell'esercizio di simulazione effettuato.

Costi del gas naturale per le imprese a confronto

Per quanto riguarda il costo della fornitura di gas naturale per le imprese la situazione italiana appare meno penalizzante rispetto a quella dell'energia elettrica.

La Figura 13 mostra il costo medio della fornitura di gas naturale, al netto delle imposte, per classi crescenti di consumo in alcuni paesi europei riferito al secondo semestre 2007. Si osserva la convenienza relativa delle nostre forniture rispetto a quelle di Germania e Francia, che tuttavia si riduce all'aumentare delle classi di consumo e si inverte per la quinta classe di consumo. Nei confronti della Spagna invece i costi per le imprese italiane risultano più alti per tutte le classi di consumo, con differenziali che oscillano tra il 10 e il 20%. In Italia il costo del gas naturale passa dai 9.38 euro/GJ per la prima fascia di consumo (inferiore a 1000 GJ/anno, pari a circa 26 mila metri cubi/anno) ai 6.97 per la quinta (consumi annui compresi tra 1 e 4 milioni di GJ ovvero tra i 26 e i 103 milioni di metri cubi) e scende a 6.57 per le imprese che consumano oltre 4 milioni di GJ/anno. In Germania invece il costo di una fornitura si colloca tra gli 11.82 euro/GJ della prima classe di consumo e i 6.27 della quinta (non è disponibile il dato relativo all'ultima classe di consumo).

Figura 13 - Costo della fornitura di gas naturale al netto delle imposte
(secondo semestre 2007)

GJ	euro/Gj						scarto % rispetto all'Italia				
	Italia	Germania	Francia	Spagna	Regno Unito	Area Euro	Germania	Francia	Spagna	Regno Unito	Area Euro
<1000	9.38	11.82	11.43	8.84	10.54	10.63	26%	22%	-6%	12%	13%
1000<x<10000	9.38	10.54	9.61	7.31	8.50	9.50	12%	2%	-22%	-9%	1%
10000<x<100000	7.85	9.86	8.34	7.07	6.81	8.61	26%	6%	-10%	-13%	10%
100000<x<1000000	7.22	7.76	7.29	6.70	5.89	7.31	7%	1%	-7%	-18%	1%
1000000<x<4000000	6.96	6.27	6.84	5.54	5.23	-	-10%	-2%	-20%	-25%	-
x>4000000	6.57	-	-	5.48	-	-	-	-	-17%	-	-

Fonte: elaborazioni REF su dati Eurostat

L'analisi dei prezzi al lordo delle imposte (Figura 14) rivela il carattere regressivo del nostro sistema impositivo sui consumi di gas naturale: il risparmio di costo delle prime due classi di consumo in Italia rispetto a Germania e Francia si riduce, mentre sulle classi di consumo più elevate aumenta la convenienza delle nostre forniture (si registra addirittura un risparmio di costo rispetto a quelle francesi nella quinta classe di consumo).

A differenza del costo della fornitura di energia elettrica, per il costo della fornitura di gas naturale le imprese italiane, appaiono mediamente meno penalizzate rispetto ai concorrenti europei.

Figura 14 - Costo della fornitura di gas naturale al lordo delle imposte

(secondo semestre 2007)

GJ	euro/Gj						scarto % rispetto all'Italia				
	Italia	Germania	Francia	Spagna	Regno Unito	Area Euro	Germania	Francia	Spagna	Regno Unito	Area Euro
<1000	12.61	15.27	13.47	10.26	12.91	13.79	21%	7%	-19%	2%	9%
1000<x<10000	11.93	13.68	11.44	8.48	10.48	12.14	15%	-4%	-29%	-12%	2%
10000<x<100000	9.19	12.84	10.05	8.21	8.42	10.49	40%	9%	-11%	-8%	14%
100000<x<1000000	8.06	10.33	8.77	7.77	7.17	8.87	28%	9%	-4%	-11%	10%
1000000<x<4000000	7.70	8.55	7.97	6.42	6.24	-	11%	4%	-17%	-19%	-
x>4000000	7.33	-	-	6.35	-	-	-	-	-13%	-	-

Fonte: elaborazioni REF su dati Eurostat

Costi del gas naturale per le famiglie a confronto

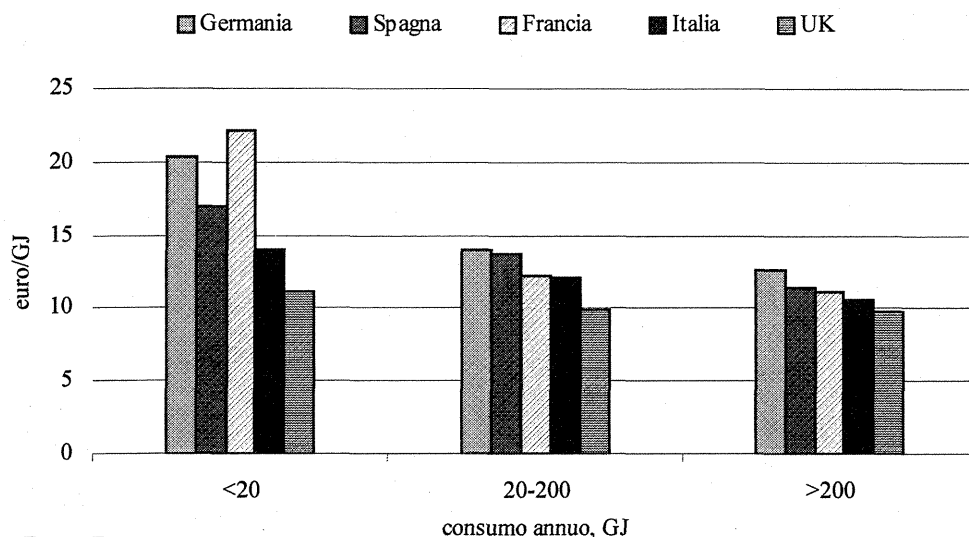
Per quanto riguarda il costo di fornitura del gas naturale, gran parte delle famiglie italiane non sopporta costi più elevati dei maggiori paesi europei. La Figura 15 e la Figura 16 mostrano il costo della fornitura al netto e al lordo delle imposte. Se al netto dell'imposizione, la convenienza dell'Italia è seconda solo all'Inghilterra, al lordo delle tasse il differenziale di costo a nostro favore si riduce per la prima classe di consumo e addirittura si inverte per quelle superiori. Solo le famiglie tedesche sostengono comunque una bolletta del gas naturale più elevata di quelle italiane.

In dettaglio, per una famiglia che consuma fino a 20 GJ/anno (corrispondenti a circa 500 mc/anno) il costo in Italia è inferiore di circa il 30% rispetto a Francia e Germania e del 6% rispetto alla Spagna. Per la classe di consumo tra 20 e 200 GJ/anno (corrispondenti a un consumo annuo compreso tra i 500 e 5000 mc), la convenienza italiana permane solo rispetto alla Germania, con un costo della fornitura inferiore di circa il 6%, mentre rispetto a Francia e Spagna si registra un costo maggiore, rispettivamente, del 9 e del 21%. Infine per la terza classe di consumo, oltre i 200 GJ/anno (più di 5000 mc/anno), l'Italia evidenzia il costo maggiore rispetto a tutti i maggiori paesi europei.

Il confronto tra i prezzi al netto e al lordo delle tasse restituiscono anche una indicazione sui regimi fiscali applicati nei diversi paesi. Si osserva chiaramente il carattere fortemente progressivo del regime fiasche italiano che si caratterizza anche per livelli di aliquote più elevate rispetto agli altri paesi (ad eccezione della Germania limitatamente alla prima classe di consumo).

Figura 15 - Famiglie: costo del gas naturale al netto delle imposte

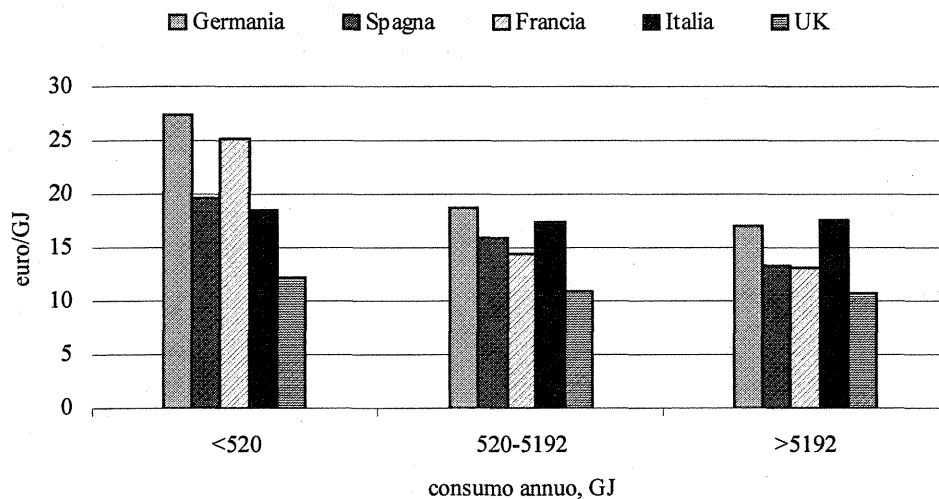
I semestre 2008



Fonte: Eurostat

Figura 16 - Famiglie: costo del gas naturale al lordo delle imposte

I semestre 2008



Fonte: Eurostat

Carburanti: costo della fornitura di benzina e gasolio per autotrazione

I dati dell'Unione Petrolifera al 1 settembre 2008 consentono di confrontare i prezzi alla pompa di benzina senza piombo e diesel, sia la parte relativa al costo industriale sia per

la componente fiscale⁵. La Figura 17 mostra con evidenza come il prezzo medio industriale, sia della benzina che del gasolio, registri una sensibile differenza rispetto alla media dei maggiori paesi europei considerati (Francia, Germania, Spagna e Regno Unito) di circa 6 centesimi di euro. In termini percentuali il prezzo industriale italiano è più elevato di circa il 10%.

Figura 17 - I prezzi dei carburanti da autotrazione al 1 settembre 2008

(euro/litro)

	Benzina senza piombo			Diesel		
	prezzo industriale	fiscale	totale	prezzo industriale	fiscale	totale
Italia	0.65	0.81	1.45	0.76	0.66	1.42
Francia	0.60	0.84	1.44	0.69	0.65	1.34
Germania	0.58	0.89	1.47	0.68	0.69	1.37
Spagna	0.62	0.57	1.19	0.72	0.48	1.20
Regno Unito	0.56	0.83	1.38	0.68	0.85	1.53
media 4 BIG*	0.59	0.78	1.37	0.69	0.67	1.36
stacco Italia - 4 BIG	0.06	0.02	0.08	0.06	-0.01	0.06
stacco % Italia - media 4 BIG	10%	3%	6%	9%	-1%	4%

*media aritmetica di Francia, Germania, Spagna e Regno Unito

Fonte: elaborazioni REF su dati Unione Petrolifera

Il confronto sulla componente fiscale, data dall'accisa e dall'imposta sul valore aggiunto, mostra una differenza rispetto alla media dei maggiori paesi solo per la benzina (circa 2 centesimi di euro), mentre sul gasolio si registra invece una situazione addirittura invertita, con una componente fiscale inferiore di circa 1 centesimo di euro.

Dal confronto con i maggiori paesi europei, in Italia si registra con tutta evidenza uno stacco nei prezzi industria addirittura più elevato di quello che si registra sulla componente fiscale⁶. Questa caratteristica comporta un prezzo alla pompa più elevato del 6% circa per la benzina e del 4% per il gasolio.

Questi pochi dati rivelano che la componente fiscale non costituisce un *handicap* per il consumatore italiano, tanto più che Germania e Francia registrano componenti fiscali molto più elevate di quella italiana. L'elemento di criticità appare invece il differenziale dei prezzi industriali: come vedremo più avanti questo aggravio di costo appare trovare

⁵ Unione Petrolifera, Notizie Statistiche Petrolifere, 8-9/2008, pag.21.

⁶ Escludendo la Spagna dal calcolo della media, il distacco dell'Italia rispetto agli altri paesi si aggraverebbe. Non solo. La comparazione è stata effettuata adottando la semplice media aritmetica. Se si ricorresse alla media ponderata i valori di Francia, Germania e Regno Unito avrebbero un peso molto maggiore rendendo ancor più marcato la distanza dell'Italia da questi paesi (e con componente fiscale molto più bassa della media).

la sua origine nell'assetto ancora poco concorrenziale della rete di distribuzione italiana che amplifica i problemi di mercato a monte della filiera (produzione/raffinazione, stoccaggio/approvvigionamento).

IL RUOLO DELLE CAMERE DI COMMERCIO

L'indagine pilota sui profili di consumo e sui costi dell'energia elettrica pagati dalle imprese

Spesso negli ultimi anni si è lamentato che l'elevato costo dell'energia elettrica che le imprese si trovano a sostenere possa aver contribuito al deterioramento delle competitività del nostro paese: in effetti i confronti internazionali (Fonte Eurostat) restituiscono un quadro di prezzi dell'energia elettrica superiori di circa il 30% a quelli dei nostri partner dell'Unione Europea.

In generale, le più penalizzate appaiono le piccole-medie imprese che per dimensione dei volumi trattati e per l'impossibilità di disporre delle competenze e del supporto tecnico necessario a confrontarsi con il libero mercato sostengono costi sensibilmente superiori a quelli dei competitor esteri.

L'apertura del mercato elettrico concede alle imprese l'opportunità di scegliere liberamente il proprio fornitore. A volte, però, il deficit culturale in materia e la mancanza di riferimenti chiari impedisce di operare scelte razionali e di cogliere opportunità di risparmio che già oggi sono tangibili.

Sono mancati e ancora oggi mancano riferimenti sui prezzi e sui costi sostenuti dalle imprese, cioè gli elementi essenziali di conoscenza che testimoniano il funzionamento di un mercato.

La tradizionale funzione di Enti regolatori affidata alle Camere di Commercio è stata rafforzata dalle competenze acquisite a seguito della legge di riordino 580 del 1993.

Le Camere di Commercio sono oggi chiamate a garantire le condizioni per una libera concorrenza, a promuovere a favorire la trasparenza e la circolazione delle informazioni sui prezzi e ad arginare possibili fonti di distorsione degli equilibri competitivi.

Nell'ottica di promuovere la trasparenza e favorire il funzionamento del mercato, l'INDIS, organismo specializzato dell'Unioncamere, e la Camera di Commercio di Milano hanno promosso, nel 2006, la realizzazione di una prima edizione dell'indagine e di un I° Rapporto sulla domanda di energia elettrica: un'analisi del costo del servizio di fornitura pagato dalle categorie produttive.

Nell'ambito della provincia di Milano, con il supporto scientifico del centro Ricerche per l'Economia e la Finanza di Milano, è stata realizzata la prima sperimentazione, prendendo come anno di riferimento il 2005.

L'iniziativa, che si è avvalsa del supporto e del coinvolgimento fattivo dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), costituisce un prototipo pensato per la sua esportazione in altre realtà del mondo camerale sufficientemente rappresentative della tradizionale ripartizione territoriale: Nord, Centro e Sud.

La fase di avvio dell'indagine è stata preceduta da interviste con alcuni tra i più rappresentativi consorzi d'acquisto della piazza milanese, con i rappresentanti del mondo associativo locale e nazionale (responsabili degli Uffici Studi e/o esperti delle tematiche energetiche nelle associazioni di categoria), oltre che direttamente con i consumatori. Questa fase, propedeutica alla messa punto del questionario, ha visto il costante supporto degli esperti dell'AEEG.

Le interviste condotte hanno rappresentato un importante momento di confronto e di consolidamento delle diverse esperienze, utile a ricostruire l'evoluzione del mercato e delle sue regole dall'avvio della liberalizzazione, con particolare attenzione all'aspetto della definizione dei corrispettivi: i prezzi dell'energia elettrica nel mercato libero. Un percorso che ha preso le mosse dai consumatori di maggiori dimensioni e che solo negli anni più recenti è arrivato a coinvolgere l'ampia platea di tutti i clienti finali non domestici e che è giunto a compimento con l'approdo al libero mercato anche dei clienti domestici dal 1 luglio 2007.

Il lavoro ha delineato un primo quadro delle modalità di consumo sulla piazza di Milano e Provincia e quantificato i risparmi di costo attivabili con il passaggio al mercato libero. Trasparenza e pubblicità dei risparmi di costo, attivabili con il passaggio dal mercato tutelato (i cui prezzi di riferimento sono regolati dalla Authority di settore) al mercato libero, rappresentano un indubbio elemento in grado di agevolare il funzionamento del mercato per le imprese di piccole e medie dimensioni che rappresentano l'asse portante del tessuto produttivo italiano.

L'indagine ha permesso di analizzare i diversi aspetti della fornitura di energia elettrica alle imprese. Sono state analizzate le caratteristiche del sistema tariffario e le differenze tra mercato vincolato (ora tutelato) e mercato libero, nonché esplicitate tutte le variabili che influenzano la determinazione dei corrispettivi del costo della fornitura di energia elettrica: dal settore di attività, ai volumi consumati, alla distribuzione dei consumi nell'arco della giornata e dei mesi.

E' stato isolato anche il ruolo giocato dalla fiscalità nel definire il costo della fornitura di energia elettrica pagato dalle imprese. Sul consumo di energia elettrica vige infatti una doppia imposizione: l'imposta di consumo (accisa) e l'addizionale provinciale. Il livello dell'aliquota di quest'ultima imposta è di competenza provinciale e viene definito annualmente in sede di definizione del bilancio annuale della provincia.

Alla luce della rilevanza del tema e del riscontro presso le categorie del mondo produttivo, la fase sperimentale della rilevazione, in vista della sua possibile estensione in altri territori, si è sviluppata in due direzioni: la CCIAA di Milano da un lato ha dato continuità al monitoraggio annuale dei costi dell'energia prendendo a riferimento l'anno 2007, proseguendo anche nella mappatura delle modalità di consumo delle imprese; dall'altro la stessa Camera ha avviato la prima operazione di monitoraggio effettuata in Italia sull'evoluzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica praticati da produttori, grossisti e venditori sulla Piazza di Milano e Provincia.

I risultati delle indagini sulla domanda: anno 2005 e anno 2007

I risultati delle due indagini "lato domanda" effettuate sono confluite in due distinti rapporti. Il "I° Rapporto sulla domanda di energia elettrica (Indagine sul costo del servizio di fornitura pagato nell'anno 2005 dalle imprese sulla piazza di Milano e Provincia), curato dall'INDIS e dalla CCIAA di Milano è stato presentato pubblicamente nel corso di un convegno tenutosi il 29 giugno 2007.

Il rapporto integrale è liberamente scaricabile dalla *homepage* del sito Internet dell'INDIS (www.indisunioncamere.it). Un estratto di tale rapporto è stato anche riprodotto nella "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" del 2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas presentata in Parlamento il 4 luglio 2007.

Il "II Rapporto sulla domanda di energia elettrica (Indagine sul costo del servizio di fornitura pagato nell'anno 2007 dalle imprese sulla piazza di Milano e Provincia) è in corso di completamento e verrà presentato entro la fine del 2008, ma è possibile anticipare alcuni risultati di estremo rilievo emersi dall'indagine.

La profilazione dei consumi

Nel complesso delle due annualità di indagine, le 1218 unità rispondenti (829 del 2008 e 389 dell'indagine 2007) hanno dichiarato un consumo totale di quasi 950 GWh, un volume significativo soprattutto in relazione ai dati registrati da Terna (il gestore della rete di trasmissione nazionale) relativamente ai consumi non domestici. Si tratta, infatti, di un volume superiore al 5% dei prelievi complessivi sull'intera Provincia di Milano e addirittura pari a circa il 7% dei consumi di energia elettrica dei settori inclusi nel campo di osservazione dell'indagine.

Le due indagini hanno permesso di individuare alcuni profili tipici di consumo sulla Piazza di Milano e Provincia. Nel dettaglio sono stati isolati 5 profili caratteristici della realtà economica milanese:

-
- 1) il **piccolo consumatore non energivoro** è una impresa con consumi inferiori a 300 MWh/anno, allacciata prevalentemente in bassa tensione (87%) con una potenza fino a 35 kW e un *load factor* del 13%. Si tratta per lo più imprese di micro dimensioni in termini di addetti (meno di 9 addetti nel manifatturiero e meno di 5 nel commercio) o caratterizzate da processi produttivi a bassa intensità elettrica. E' la tipologia più rappresentata sulla provincia di Milano: ne fanno parte il 75% delle imprese del campione. Si tratta dunque della grande maggioranza delle imprese artigiane, degli esercizi del commercio al dettaglio (sino ai piccoli supermercati di quartiere), di piccole strutture alberghiere e di esercizi di somministrazione (bar, ristoranti, ecc), di piccole industrie di settori del manifatturiero che non necessitano di un elevato assorbimento di energia, come la lavorazione del legno, la fabbricazione di mobili, la meccanica, ecc.
 - 2) il **piccolo consumatore energivoro** è una impresa che consuma tra i 300 e gli 800 MWh/anno, allacciata nella maggior parte dei casi in media tensione (70%) con una potenza di circa 200 kW e un *load factor* del 25%. Cadono in questa tipologia le piccole imprese in termini di addetti (meno di 50 addetti nel manifatturiero, meno di nel commercio): complessivamente dodici imprese su cento del manifatturiero impegnate in processi di lavorazione che necessitano di un maggiore fabbisogno di energia, come la fabbricazione di articoli in gomma e materia plastiche e l'industria alimentare;
 - 3) il **medio consumatore** è una impresa che consuma tra gli 800 e i 3,000 MWh/anno, allacciata prevalentemente in media tensione (78%) con una potenza superiore ai 400 kW e un *load factor* di circa 40%. Si tratta di piccole e medie imprese del manifatturiero, dei settori della chimica e della plastica, della metallurgia, oltre che di grandi supermercati e ipermercati. Otto imprese su cento appartengono a questa tipologia;
 - 4) il **grande consumatore** è una impresa che consuma tra 3,000 e 10,000 MWh/anno, allacciata prevalentemente in media tensione (81%) con una potenza di 1,200 kW e un *load factor* del 47%. In questa tipologia di consumatore ci sono per lo più medie imprese attive in settori *energy intensive* come chimica e plastica, carta, metallurgia; il 4% delle imprese del milanese appartengono a questa tipologia;
 - 5) il **grandissimo consumatore** è una impresa che consuma oltre 10,000 MWh/anno, allacciata in media o alta tensione con un potenza di oltre 4,000 kW e un *load factor* del 57%. Si tratta quasi sempre di medie imprese attive in settori ad alto assorbimento energetico (chimica, plastica, lavorazione dei metalli, cartiere, ecc), oltre che nei servizi (ospedali); solo l'1% delle imprese milanesi appartengono a questa tipologia.

Nella Figura 18 sono riassunte le caratteristiche tipiche di ciascun profilo.

Figura 18 - I profili di consumo sulla Piazza di Milano

Tipologia consumatore per classe di consumo (MWh/anno)	Consistenze		Consumi	Tensione	Potenza	Load Factor*	Turni di lavoro giornalieri	Dimensione d'impresa (%)		
	su 100 imprese	in % consumi	media (MWh)	prevalenza	media (kW)	media	prevalenza	micro ⁽¹⁾	piccola ⁽²⁾	media ⁽³⁾
Piccolo non energivoro (<300) di cui:	75	6%	43	BT	35	13%	1	50%	40%	10%
<50	40	1%	15	BT	20	10%	1	72%	22%	6%
50-100	16	1%	69	BT	45	18%	1	29%	59%	12%
100-300	19	4%	160	BT	95	20%	1	19%	63%	17%
Piccolo energivoro (300-800)	12	8%	453	MT	198	25%	1	15%	58%	27%
Medio (800-3000)	8	15%	1 498	MT	422	38%	1 - 2	3%	50%	47%
Grande (3000-10000)	4	25%	4 309	MT-AT	1 221	47%	3	2%	9%	89%
Grandissimo (>10000)	1	45%	18 058	MT-AT	4 200	57%	3	-	7%	93%
TOTALE			78	BT	54	17%	1	39%	42%	19%

* Il *Load factor* è calcolato come rapporto tra il volume annuale prelevato e il prodotto tra potenza massima prelevata e numero delle ore in un anno

⁽¹⁾ Inferiore a 9 addetti nel manifatturiero e a 5 nei servizi

⁽²⁾ Tra 10 e 49 addetti nel manifatturiero e tra 6 e 19 nei servizi

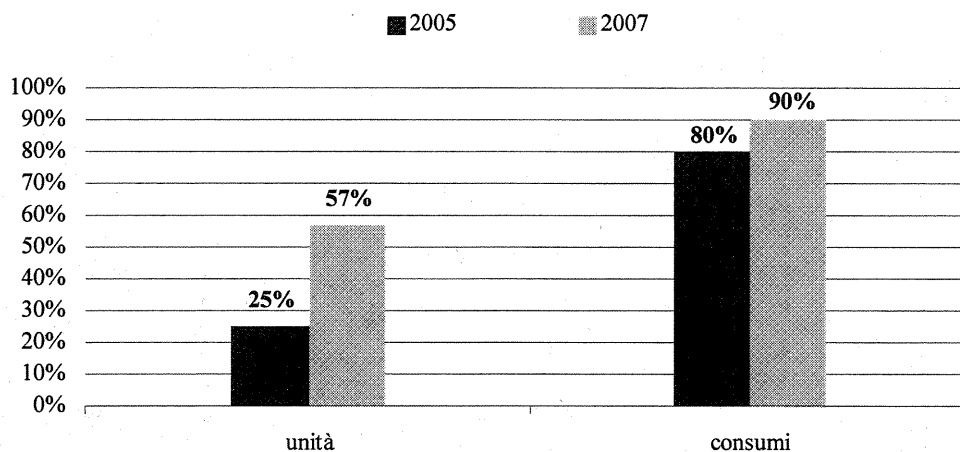
⁽³⁾ Superiore a 50 addetti nel manifatturiero e a 20 nei servizi

Fonte: elaborazioni REF su dati Indagine Indis-Unioncamere e CCLIAA Milano

Lo sviluppo del mercato libero e i risparmi conseguibili

I dati raccolti nelle due annualità hanno permesso di monitorare anche il tasso di sviluppo del mercato libero. Se nel 2005 le imprese che avevano dichiarato di approvvigionarsi sul mercato libero erano il 25% delle unità campionate, nel 2007 tale percentuale è salita al 57% (Figura 19). In termini di consumo la percentuale del mercato libero è passata dall'80% del 2005 al 91% del 2007, segnalando che nel biennio sono migrati sul mercato libero imprese con consumi mediamente più bassi di quelle che già vi si trovavano.

Figura 19 - Lo sviluppo del mercato libero sulla Piazza di Milano
(in % delle unità e dei consumi campionati)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indagine Indis-Unioncamere e CCIAA Milano

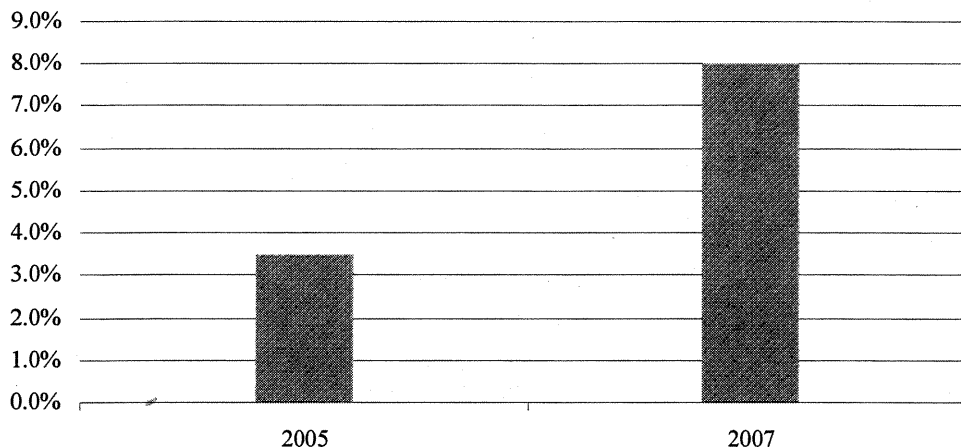
Del resto questa evidenza è conseguenza diretta delle modalità di apertura guidata dalle soglie minime di consumo determinate per legge per accedere al mercato libero, che ha promosso anche lo sviluppo dei consorzi di acquisto come strumento di aggregazione della domanda di energia elettrica. Nei primi anni a partire dal 1999 (primo decreto Bersani⁷) i consorzi hanno rappresentato la via obbligata per accedere al mercato libero per i grandi consumatori che da soli però non riuscivano a raggiungere le soglie minime. Nel 2007 circa il 17% delle imprese sulla Piazza di Milano era consorziato, percentuale che in termini di volumi di energia sale al 35%, confermando la prerogativa a consorzarsi da parte delle imprese con elevati consumi.

Le indagini rivelano che mercato libero vuol dire risparmio di costo sulla fornitura di energia elettrica. Non solo, i risparmi conseguibili sono aumentati tra il 2005 e il 2007 (Figura 20). Se per un piccolo **consumatore non energivoro** (consumi annui inferiori a 300 MWh) il risparmio sul costo totale della bolletta si aggirava intorno al 3-4% nel 2005, due anni più tardi il risparmio è praticamente raddoppiato.

⁷ D.Lgs. 16 marzo 1999, n.79.

Figura 20 - Il risparmio di costo sulla bolletta sul mercato libero

(imprese con consumi annui inferiori a 300 MWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indagine Indis-Unioncamere e CCIAA Milano

Questo risultato è ascrivibile in gran parte a due elementi:

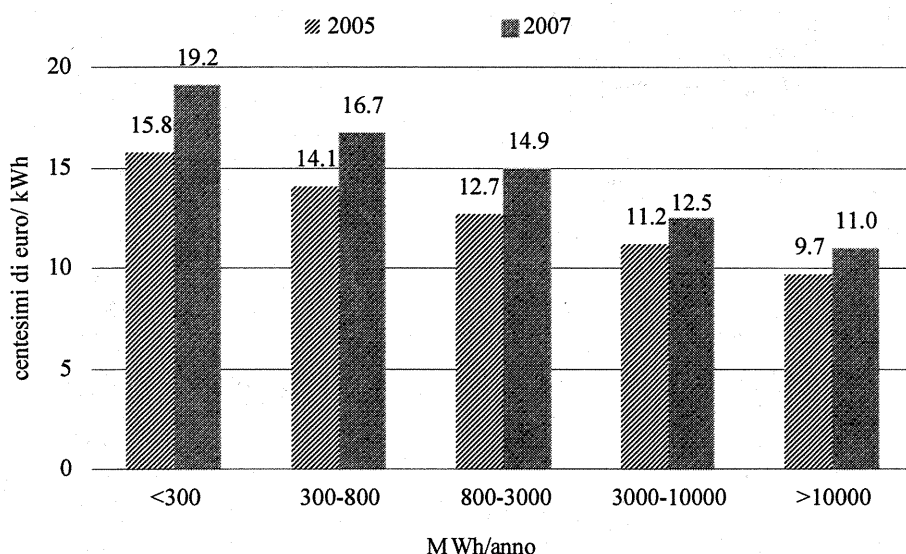
1. l'aumento della componente UC1 per i clienti che non hanno mai cambiato fornitore: questa componente, destinata a ripianare i maggiori costi di approvvigionamento dell'energia per i clienti vincolati/tutelati rispetto ai corrispettivi fissati dall'AEEG, è salita vistosamente dal 2005 al 2007; a parità di tutte le altre condizioni, approvvigionarsi sul mercato libero nel 2007 comportava un risparmio sulla bolletta da mancato pagamento della componente UC1 pari a circa il 2%;
2. lo sviluppo delle dinamiche concorrenziali anche per profili di consumatore più piccoli; generalmente infatti per le piccole e medie imprese i fornitori tendono a proporre offerte commerciali a sconto sui corrispettivi di energia fissati dall'AEEG per clienti in regime di maggior tutela. Nel 2005 si era a meno di un anno dall'apertura del mercato libero a tutte le partite IVA in maniera indipendente dal livello di consumo individuale (1 luglio 2004). Lo sviluppo del mercato *retail* ha portato verosimilmente ad un incremento dei risparmi conseguibili cambiando fornitore.

L'andamento dei costi della bolletta: rincari maggiori per i piccoli consumatori

Le indagini compiute hanno permesso di ottenere indicazioni sull'aumento dei costi effettivamente registrato dalle imprese dal 2005 al 2007.

La Figura 21 illustra il livello mediano dei costi dell'energia elettrica per ciascun profilo di consumatore tipo in ciascun anno di indagine. Si evince come l'incremento dei costi tenda a decrescere all'aumentare della classe di consumo. Si passa da una crescita superiore al 20% per le imprese che consumano meno di 300 MWh/anno ad un aumento del 14% circa registrato dalle imprese rientranti nelle ultime due classi di consumo. La bolletta è dunque aumentata di più per i piccoli consumatori rispetto ai grandi.

Figura 21 - Indagine sulla domanda: 2005 vs 2007



Fonte: elaborazioni REF su dati Indagine Indis-Unioncamere e CCIAA Milan

Cerchiamo di capire il perché di questo andamento differenziato. A tale fine presentiamo un esercizio numerico volto a ricostruire l'andamento delle diverse componenti della tariffa per il mercato vincolato/tutelato tra il 2005 e il 2007. Faremo riferimento ad un piccolo consumatore non energivoro, ovvero ad un'impresa allacciata in bassa tensione con consumo di 35 MWh/anno e potenza impegnata pari a 43 kW, che non è migrata sul mercato libero dal 2005 al 2007 e con applicazione della tariffa monoraria.

Il costo totale della bolletta è aumentato del 20%, pari a 2.9 centesimi di euro al kWh. La Figura 22 illustra la scomposizione del rincaro in relazione alla natura del corrispettivo: costo di generazione, distribuzione, oneri generali, eccetera.

Figura 22 - L'aumento del costo della bolletta per un piccolo consumatore non energivoro

<i>Tensione di allacciamento</i>	<i>BT</i>	
<i>Potenza impegnata (kW)</i>	<i>35</i>	
<i>Consumo annuo (kWh)</i>	<i>43 000</i>	
<i>Fattore di carico</i>	<i>14%</i>	
Variazioni 2005/2007		
Voci di costo	c€/kWh	%
Costo di generazione (CCA/PED)	1.25	15%
Trasporto	-0.01	-3%
Distribuzione ⁽¹⁾	-0.20	-8%
Misura	0.01	14%
Servizio Vendita	0.00	16%
Componenti A, UC, MCT	1.40	101%
<i>Totale pre-imposte</i>	<i>2.45</i>	<i>20%</i>
Imposte erariali	0.00	0%
Imposte addizionali	0.21	23%
IVA ⁽²⁾	0.27	20%
<i>Imposte</i>	<i>0.48</i>	<i>18%</i>
Totale bolletta	2.92	20%

⁽¹⁾ Corrispettivi calcolati con le opzioni tariffarie base di ENEL Distribuzione

⁽²⁾ Aliquota del 10%, prevista in misura di legge per le imprese del manifatturiero

Fonte: elaborazioni REF su dati AEEG

Si osservano alcuni risultati:

- l'aumento dei corrispettivi a copertura del costo di acquisto dell'energia, che salgono del 15% dal 2005 al 2007; in termini unitari, la crescita è stata di 1.2 centesimi di euro/kWh (12 euro/MWh), corrispondente a circa il 40% dell'aumento complessivo in bolletta;
- la forte crescita dei corrispettivi a copertura dei costi del sistema elettrico (componenti A e UC); il peso di queste componenti sul costo finale della bolletta è quasi raddoppiato e in termini unitari spiegano 1.4 centesimi di euro dell'aumento del costo finale del kWh, ovvero quasi il 50%;
- la restante parte dell'aumento è ascrivibile all'innalzamento dell'imposizione fiscale: dal 2005 al 2007 l'aliquota dell'addizionale provinciale è salita infatti da 0.93 centesimi di euro/kWh a 1.136 centesimi di euro/kWh; in termini unitari l'aumento è stato di 0.2 centesimi di euro/kWh. Inoltre, poiché l'imposta sul valore aggiunto (IVA) grava sulla somma di tutte le voci che compongono la bolletta, comprese quelle relative all'imposta erariale e all'imposta addizionale, anche questa imposta ha contribuito alla crescita del costo finale del kWh per 0.3 centesimi di euro/kWh.

-
- l'aumento delle componenti tariffarie a copertura dei costi del servizio di misura e di commercializzazione della vendita; questi aumenti hanno però avuto un impatto del tutto trascurabile in termini unitari sull'aumento del costo finale del kWh;
 - infine è da notare la lieve riduzione dei corrispettivi di distribuzione, scesi di 0.2 centesimi di euro/kWh, che contribuisce a controbilanciare l'aumento finale del costo della bolletta.

Visti nella loro globalità, questi risultati evidenziano che l'aumento del costo finale della bolletta per le imprese non riflette solamente le forti tensioni che si sono manifestate negli ultimi anni sui mercati internazionali dei combustibili utilizzati nella generazione elettrica, ma anche altri fattori, in particolare relativi agli oneri generali del sistema. Tra questi, si è registrato un aumento consistente dell'aliquota A3 (destinata alla copertura degli incentivi economici alla produzione di energia da fonti rinnovabili ed assimilate) e, in minor misura, della A4 (destinata al funzionamento dei regimi tariffari speciali previsti dalla normativa a favore di specifici utenti o categorie d'utenza) e della A2 (destinata alla copertura dei costi sostenuti per lo smantellamento delle centrali nucleari). Tuttavia, gran parte dell'aumento va imputato alla componente UC1, corrispettivo destinato alla copertura dei maggiori oneri sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica ai clienti del mercato tutelato rispetto a quanto riconosciuto negli aggiornamenti trimestrali dell'AEEG. L'aliquota relativa a tale componente, pagata esclusivamente dai clienti riforniti sul mercato tutelato, è passata mediamente da 0.05 centesimi di euro/kWh del 2005 a circa 0.5 centesimi di euro/kWh del 2007.

Tornando al confronto tra i costi 2005 e 2007 giova ricordare che a subire l'incremento della componente UC1 sono state le imprese con bassi consumi che non hanno mai cambiato fornitore: infatti, se nella classe di consumo fino a 300 MWh/anno più del 50% delle imprese hanno dichiarato di approvvigionarsi sul mercato tutelato, già nella classe da 300 a 800 MWh/anno la loro presenza scende a poco più del 15%, per poi venir meno nelle classi di consumo superiori.

Anche l'incremento della tassazione ha colpito in maniera più incisiva le piccole imprese consumatrici: l'imposta addizionale grava infatti solo sui primi 200 MWh di consumo mensile, mentre oltre tale soglia scatta l'esenzione dall'imposta. In termini unitari quindi l'impatto dell'aumento dell'aliquota incide maggiormente sulla bolletta dei piccoli consumatori.

Un ulteriore elemento che potrebbe aver contribuito al maggior incremento del costo della bolletta per i piccoli consumatori è la più numerosa presenza tra questi di imprese servite nel secondo semestre del 2007 nel regime transitorio di salvaguardia: 5 imprese su 100 nella classe di consumo fino a 300 MWh, 12 imprese su 100 nella classe da 300

a 800 MWh/anno. Le condizioni economiche a copertura dei costi di acquisto dell'energia e di dispacciamento (incluso la commercializzazione della vendita) applicate alle imprese rientranti nel servizio transitorio di salvaguardia sono risultate tendenzialmente meno convenienti sia rispetto al mercato tutelato (almeno per quanto riguarda le imprese allacciate in bassa tensione), sia rispetto a quelle del mercato libero. L'aumento di queste componenti ha, almeno in parte, controbilanciato il venir meno dell'applicazione della componente UC1 che, si ricorda, non è applicata alle imprese servite in salvaguardia.

La percezione dell'incidenza del costo dell'energia elettrica sui costi totale di produzione

Come già detto più sopra, negli ultimi anni le imprese italiane hanno lamentato con sempre maggiore frequenza l'aumento del costo dell'energia. Questo elemento trova conferma nei dati delle due indagini. La percentuale di imprese che ha dichiarato una "elevata" incidenza del costo dell'energia è salito dal 4% del 2005 al 10% del 2007, mentre quella di chi sostiene un costo "abbastanza" elevato è passata dal 35 a oltre il 50%⁸. Questi dati indicano che il problema dei costi energetici, oltre che essere vitale per le imprese che operano in settori più *energy intensive*, sta assumendo una significativa rilevanza per i piccoli consumatori, testimoniata dal fatto che anche la maggioranza delle imprese non energivore ritengono critica l'evoluzione del costo della bolletta. Questo elemento emerge con evidenza anche dall'analisi delle modalità di consumo e della sensibilità di fronte al tema dell'energia di alcuni settori specifici: chimica e plastica, carta, meccanica. I primi due si caratterizzano per essere settori *energy intensive* mentre l'ultimo richiede un minor assorbimento di energia per i propri processi produttivi. Nonostante questa differenza il costo dell'energia per le piccole e medie imprese del settore della meccanica è considerato un fattore cruciale da gestire per evitare il deterioramento della propria competitività economica.

Il regime fiscale sui consumi di energia elettrica

Tra le componenti che contribuiscono a definire il costo della fornitura di energia elettrica pagato dalle imprese la fiscalità gioca un ruolo importante.

⁸ Il questionario utilizzato per l'indagine è stato rivisto da una annualità all'altra. Nel 2005 era stato chiesto di indicare una quota percentuale del peso dei costi dell'energia sui costi totali di produzione secondo quattro modalità a risposta chiusa: fino al 2%, tra il 3 e il 5%, tra il 6 e il 10% e oltre il 10%. Nel 2007 invece è stato chiesto di indicare la percezione dei costi dell'energia sulla base di tre opzioni: bassa, abbastanza, elevata. Ai fini dell'analisi si è considerato bassa una incidenza inferiore al 2%, abbastanza una incidenza compresa tra il 3 e il 10%, elevata una incidenza oltre il 10%.

Il regime impositivo sui consumi di energia elettrica si caratterizza per la presenza di una doppia imposizione: l'imposta sul consumo (accisa) e l'imposta sul valore aggiunto. La disciplina fiscale indica aliquote differenziate in funzione del soggetto d'imposta e prevede un regime di esenzioni sia al superamento di soglie di consumo sia in relazione a specifici utilizzi.

L'energia elettrica è gravata da tre imposte:

1. l'imposta erariale;
2. l'addizionale provinciale;
3. l'imposta sul valore aggiunto (IVA).

L'imposta erariale è stata definita dal D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504 e dalle modifiche e integrazioni successivamente intervenute nel corso degli anni. L'aliquota erariale, pari a 0.31 centesimi di euro/kWh, è dovuta sui consumi di energia elettrica fino al limite di 1.2 GWh di consumo mensile. Oltre tale soglia scatta l'esenzione totale dall'imposta su tutti i consumi effettuati in quel mese. Ad esempio, se una impresa consumasse 1.2 GWh più 1 kWh in ogni mese di un certo anno, non sarebbe tenuta a pagare alcuna imposta erariale per quell'anno.

L'imposta addizionale locale è stata definita dall'art. 6 del D.Lgs. 28 novembre 1988, n. 551, convertito dalla legge 27 gennaio 1989, n. 20, e modificato dall'art. 10, comma 9, lett. c) della legge 13 maggio 1999, n. 133. L'imposta è di competenza provinciale e l'aliquota base è pari a 0.93 centesimi di euro/kWh, che può essere elevata fino a 1.136 centesimi di euro/kWh in sede di definizione del bilancio provinciale annuale.

A differenza dell'imposta erariale, l'imposta addizionale locale grava solo sui primi 200 MWh di consumo mensile. Ad esempio, l'impresa che consumasse 250 MWh al mese sarà tenuta al pagamento dell'imposta addizionale solo sui primi 200 MWh, mentre sui restanti 50 MWh ne sarà esente.

Inoltre, esiste un regime di esclusione dal campo di tassazione per:

- l'energia elettrica utilizzata principalmente per la riduzione chimica e nei processi elettrolitici e metallurgici⁹;
- impiegata nei processi mineralogici¹⁰;

⁹ Prima dell'entrata in vigore del D.Lgs. 2 febbraio 2007, n. 26 (avvenuta il 1 giugno 2007), veniva esclusa dal regime dell'accisa l'energia elettrica "impiegata come materia prima nei processi elettrochimici, elettrometallurgici ed elettrosiderurgici". Come precisa la circolare dell'Agenzia delle Dogane n. 17/D del 28 maggio 2007 la nuova dizione appare ampliare la portata dell'esclusione dalla tassazione all'energia elettrica utilizzato nei processi industriali di cui sopra.

-
- impiegata per la realizzazione di prodotti sul cui costo finale incida per oltre il 50%¹¹.

Sulla somma di tutte le voci che compongono la bolletta, comprese quelle relative all'imposta erariale e addizionale provinciale, grava l'imposta sul valore aggiunto (IVA). L'aliquota è pari al 10% per le attività manifatturiere e al 20% per le altre tipologie di attività.

Con la legge finanziaria 2004, l'aliquota IVA del 10% è stata applicata anche alle imprese agricole che precedentemente non beneficiavano di tale regime agevolato.

Alla luce della descrizione di cui sopra, si documenta un diverso peso della fiscalità sul kWh legato:

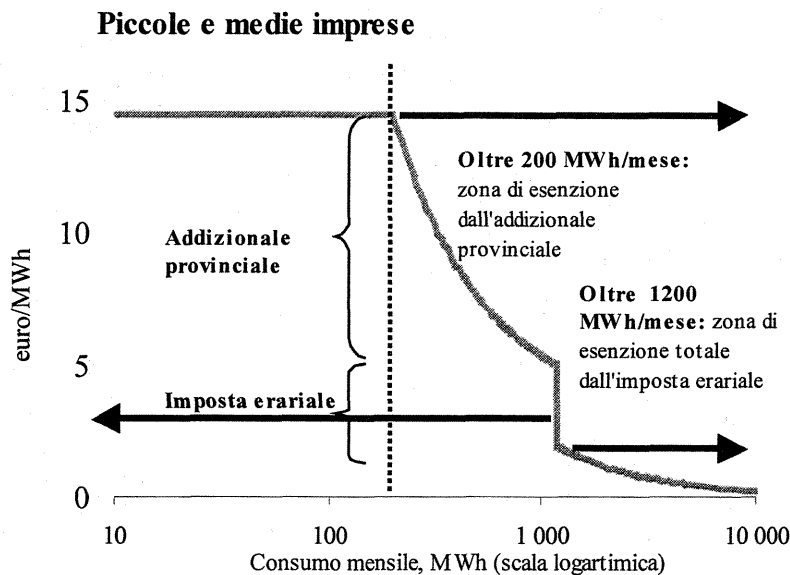
- al livello di consumo;
- alla finalità dell'utilizzo.

Il primo punto definisce il carattere regressivo dell'imposta di consumo: il carico fiscale medio sul kWh diminuisce all'aumentare del consumo, con un salto oltre la soglia di 1.2 GWh/mese. La Figura 23 illustra questo concetto.

¹⁰ Così come individuati classificati nella Nomenclatura generale delle attività economiche nelle Comunità europee sotto il codice DI 26 "Fabbricazione di prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi" nel regolamento (CEE) n. 3037/90 del Consiglio, del 9 ottobre 1990, modificato da ultimo dal regolamento della Commissione (CE) n. 29/2002. Si veda al riguardo la circolare citata sopra.

¹¹ Questa previsione normativa introduce una nuova fattispecie di consumo di energia elettrica non sottoposto ad accisa, connesso alla produzione di beni con elevata incidenza del costo dell'energia stessa. Per un approfondimento si rinvia alla circolare sopra citata.

Figura 23 - Onere fiscale sul kWh: accisa erariale e addizionale provinciale
(valori in euro/MWh)



Fonte: elaborazioni REF

Il secondo invece si declina in due tipologie di agevolazione:

- 1) un'aliquota IVA differenziata e ridotta per le imprese del manifatturiero rispetto al commercio;
- 2) un'esenzione totale da qualsiasi imposta per le imprese manifatturiere impegnate in taluni processi produttivi *energy intensive*.

Un esempio di *best practice*: il monitoraggio dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica pagati dalle piccole e medie imprese

Alla luce della rilevanza del tema e del positivo riscontro ricevuto dalle categorie del mondo produttivo, la Camera di Commercio di Milano ha deciso, a partire dal 2008, di promuovere una iniziativa di rilevazione periodica (trimestralmente) dei prezzi dell'energia elettrica praticati da produttori, grossisti e venditori sulla piazza di Milano e Provincia alle piccole e medie imprese.

L'esigenza espressa dagli operatori è stata infatti quella di poter disporre – con una tempistica più rapida e più coerente con le dinamiche del mercato elettrico – di un dato attendibile che possa sintetizzare l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica praticati sul mercato libero.

L'operazione ha avuto come risultato la pubblicazione sui mercuriali della Camera di Commercio di Milano di una sezione relativa ai prezzi dell'energia elettrica praticati sul libero mercato sulla piazza di Milano e Provincia per la fornitura di energia a clienti non domestici.

Diverse le finalità perseguite da questa operazione:

1. dotare il mercato di un riferimento di prezzo che consenta ai fornitori di evidenziare la propria capacità di offrire energia elettrica a condizioni economiche competitive;
2. quantificare i risparmi di costo attivabili con il passaggio al mercato libero e dunque favorirne la diffusione;
3. promuovere pubblicità e trasparenza delle condizioni economiche presenti nel libero mercato;
4. cogliere le tendenze in atto nel libero mercato dell'energia elettrica, sia in termini di andamento del costo della materia prima, che di aspettative degli operatori.

Sono stati individuati alcuni profili di “consumatore tipo” sufficientemente rappresentativi della realtà milanese delle piccole e medie imprese, distinti per: classi di consumo, tensione di fornitura e altre caratteristiche contrattuali (come la presenza di un prezzo monorario o multiorario e la modulazione dei prelievi).

La metodologia di indagine è stata messa a punto utilizzando i risultati dell'“Indagine sul costo del servizio di fornitura pagato dalle imprese sulla Piazza di Milano e Provincia”, con i quali sono stati individuati alcuni profili di “consumatore tipo” sufficientemente rappresentativi della realtà milanese delle piccole e medie imprese, distinti per: classi di consumo, tensione di fornitura e altre caratteristiche contrattuali (come la presenza di un prezzo monorario o multiorario e la modulazione dei prelievi).

Il progetto dell'INDIS-Unioncamere e la pubblicazione sul mercuriale della Camera di Commercio di Milano

La Figura allegata riporta la pagina del Mercuriale della Camera di Commercio di Milano in cui sono stati pubblicati i prezzi rilevati al 1 luglio 2008 per forniture di 12 mesi (liberamente scaricabili su www.piuprezzi.it)

415 Energia elettrica

Da produttore/grossista/venditore ad utente non domestico - prezzo della componente energia "franco centrale" sulla Piazza di Milano e Provincia, espressa in euro/MWh, per contratti della durata di 12 mesi attivati con decorrenza dal 1° luglio 2008.

Rilevazione trimestrale del 1° luglio 2008

Profili di consumo	Classi di consumo (MWh/anno)	Tensione	Tipologia di prezzo	Modulazione (% peak) ^(a)	Prezzo fisso	Prezzo indicizzato
I	fino a 300	BT	Monorario ^(a)	-	€ 99,5	€ 90,0
II	da 301 a 800	BT o MT	Multiorario ^(b)	da 45% a 50%	€ 101,4	€ 92,7
III	da 301 a 800	BT o MT	Multiorario ^(b)	da 51% a 55%	€ 101,2	€ 92,7
IV	da 301 a 800	BT o MT	Multiorario ^(b)	da 56% a 60%	€ 105,8	€ 99,6
V	da 301 a 800	BT o MT	Multiorario ^(b)	da 61% a 65%	€ 107,9	€ 102,0
VI	da 801 a 1200	MT	Multiorario ^(b)	da 45% a 50%	€ 101,6	€ 90,6
VII	da 801 a 1200	MT	Multiorario ^(b)	da 51% a 55%	€ 101,4	€ 92,0
VIII	da 801 a 1200	MT	Multiorario ^(b)	da 56% a 60%	€ 105,7	€ 96,7
IX	da 801 a 1200	MT	Multiorario ^(b)	da 61% a 65%	€ 107,6	€ 98,7

^(a) Prezzo monorario: corrispettivo indifferenziato per fascia oraria.

^(b) Prezzo multiorario: prezzo medio unitario ponderato sulla base delle percentuali di consumo nelle diverse fasce orarie.

^(c) Ore Peak: % di consumo tra le ore 8 e le 20 dei giorni dal lunedì al venerdì.

Il prezzo comprende:

Corrispettivo di energia: costo di generazione.

Oneri di sbilanciamento: corrispettivi per lo sbilanciamento (delibera AEEG n.111/06, All. A, art.40 e successive modifiche e integrazioni).

Oneri di CO2: conseguenti al recepimento della Direttiva 2002/67/CE (Emission Trading) del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea in materia di emissioni di CO2 in atmosfera (anidride carbonica).

Il prezzo non comprende:

Perdita di rete: oneri fissati dall'AEEG secondo quanto definito dalla delibera n. 111/06. Attualmente, per la BT è fissata nella misura del 10,8% dei consumi, mentre per la MT nella misura del 5,3% dei consumi.

Oneri di dispacciamento: costi per il servizio di dispacciamento del mercato libero e oneri connessi relativi ai punti di dispacciamento in prelievo così come definiti dalle delibere AEEG n.168/03 e n.111/06 e successive modifiche e integrazioni.

Oneri di trasporto: comprendono i costi per i servizi di trasmissione, misura e distribuzione. Sono definiti dall'AEEG (delibera n.248/07 e successive modifiche e integrazioni).

Componenti A: coprono gli oneri sostenuti per l'interesse generale del Sistema Elettrico. Sono fissati dall'AEEG.

Componenti UC: copertura oneri di parquazione del mercato; stabiliti trimestralmente dall'AEEG. (I clienti del mercato libero non sono tenuti a pagare la componente UC1)

Componente MCT: copertura oneri di compensazione territoriale; stabiliti trimestralmente dall'AEEG.

Imposte: imposta orariale, imposta addizionale, IVA definite nella misura e con le modalità previste dalle norme di legge vigenti in materia.

Il prezzo pubblicato riguarda il prezzo della sola componente energia, comprensiva degli oneri di sbilanciamento e di CO2. Esso non comprende invece perdite convenzionali di rete, gli oneri per il servizio di dispacciamento, per il servizio di trasporto, gli oneri di sistema A e UC, le imposte e l'IVA. Sono stati individuati nove profili di consumo.

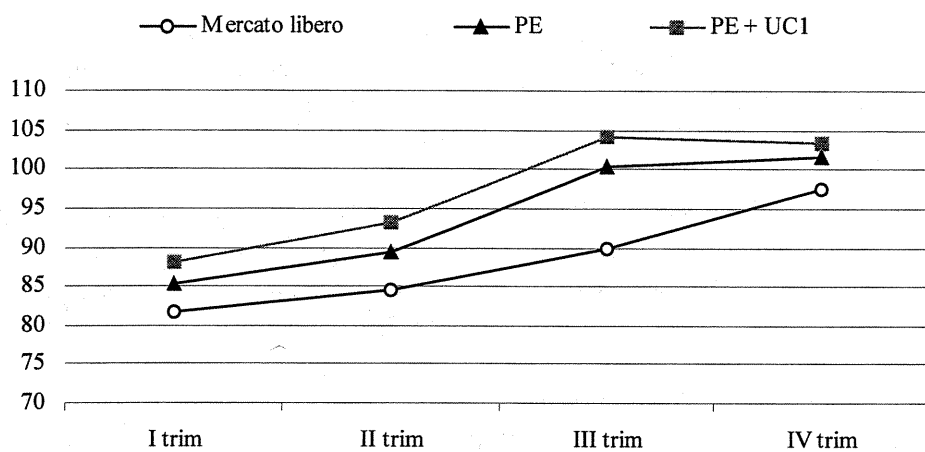
Per i profili superiori (consumo annuo compreso tra 300 e 1200 MWh), è stata effettuata una disaggregazione di profilo in relazione al grado di modulazione dei prelievi ovvero in base a *range* crescenti di quote di prelievo nelle ore di alto carico.

La Figura 24 mostra l'evoluzione del prezzo medio dell'energia nel corso del 2008 per la prima classe di consumo (volumi annui inferiori a 300 MWh) praticato sul mercato libero sulla Piazza di Milano e Provincia¹² a confronto con l'andamento della componente del prezzo dell'energia PE, al netto delle perdite di rete, definito dall'AEEG e applicato alle imprese fornite in regime di maggior tutela. Viene anche mostrata la serie relativa alla somma della componente energia PE e della componente UC1 che rappresenta comunque un costo di approvvigionamento dell'energia non pienamente recuperato negli anni precedenti attraverso il dimensionamento dell'aliquota PE. Si ricorda infatti che la componente UC1 è pagata esclusivamente dai soli utenti serviti in regimi di maggior tutela.

Si osserva che le imprese che hanno sottoscritto un contratto di fornitura a prezzo indicizzato sul mercato libero per il 2008 hanno registrato un risparmio medio sul prezzo della materia prima energia del 6% al netto della componente UC1. Comprendendo anche quest'ultima voce il risparmio sale a circa il 10%. In termini unitari, il prezzo del MWh (al netto della componente UC1) sul mercato tutelato è passato da 85.4 euro del I trimestre a 101.5 del IV trimestre (+ 16.2 euro/MWh), mentre sul mercato libero esso è cresciuto da 81.7 a 97.5 euro (+ 15.8 euro/MWh).

¹² Nello specifico, i quattro valori rilevati fanno riferimento alla valorizzazione al primo mese di fornitura del prezzo medio di contratti indicizzati con avvio della fornitura il 1 gennaio, il 1 aprile, il 1 luglio e il 1 ottobre 2008. Si segnala che quello rilevato è la media aritmetica dei prezzi indicizzati rilevati: poiché sul mercato libero proliferano diverse forme di indicizzazione che reagiscono più o meno velocemente alle variazioni delle quotazioni internazionali dei combustibili a cui sono agganciati è possibile che i risparmi conseguiti siano più o meno inferiori quello medio rilevato.

Figura 24 - Mercato libero vs mercato tutelato: prezzo energia
(imprese in bassa tensione con consumi annui inferiori a 300 MWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati CCIAA Milano, AEEG

L'analisi sulla filiera dei carburanti per autotrazione

Il mercato italiano è caratterizzato da una forma tipica di oligopolio dominato dalla presenza di otto compagnie petrolifere integrate verticalmente (ovvero presenti in più di una fase della filiera) che operano attraverso nove marchi commerciali e rappresentano il 95% delle vendite, con una quota analoga nelle fasi di raffinazione e logistica. Nell'oligopolio vi è poi una società che continua a rivestire un ruolo predominante che origina in buona misura da scelte di politica pubblica adottate negli scorsi decenni: la ENI/Agip Petroli.

I carburanti per autotrazione sono un bene non facilmente sostituibile, quindi caratterizzato da una limitata elasticità al prezzo, e allo stesso tempo omogeneo rispetto ai marchi commerciali, in quanto il consumatore non percepisce particolari differenze né risulta disposto a muoversi ulteriormente per conseguire un risparmio complessivamente esiguo. A valle, quindi, la domanda risulta priva di potere di mercato e spesso subisce le conseguenze di una concorrenza fittizia, basata sulla fidelizzazione costruita attraverso promozioni e raccolte premio.

La filiera dei carburanti da autotrazione si compone di 3 fasi: raffinazione, logistica e stoccaggio, distribuzione finale, in ciascuna delle quali le società petrolifere svolgono un ruolo decisamente predominante.

L'attività di raffinazione è stata storicamente caratterizzata da una minore redditività e da un eccesso di capacità, è stata pertanto oggetto di un processo di modernizzazione e razionalizzazione che ha portato la capacità di raffinazione effettiva a coprire esattamente le necessità del mercato interno con un parco impianti composto da 17 strutture, delle quali le società petrolifere controllano in maniera diretta circa l'80% della capacità.

La fase di logistica e stoccaggio costituisce l'anello critico della filiera, in quanto rappresenta un'attività strategica che conferisce a chi la gestisce il potere di condizionare l'offerta. La capacità di stoccaggio è infatti difficilmente incrementabile, a causa di vincoli tecnologici, economici e normativi, nonché fortemente legata alla localizzazione geografica. Poiché non tutti gli attori della filiera dispongono di capacità di stoccaggio uniformemente distribuita sul territorio, sono frequenti gli scambi di prodotti fra società all'interno di differenti aree geografiche.

Più a valle, la fase di distribuzione al dettaglio presenta alcune interessanti peculiarità: in Italia i punti vendita sono i più numerosi fra i principali paesi UE, caratterizzati da livelli medi di erogato molto bassi e raramente dotati di strutture *self service* o di servizi *non oil*.

La quota servita dalle società petrolifere rappresenta oltre il 95% del mercato ed è costituita sia da impianti direttamente di proprietà delle società stesse, sia da “retisti”, cioè da impianti con convenzioni di fornitura esclusiva. L’incidenza delle cosiddette “pompe bianche”, ossia appartenenti a marchi commerciali meno noti, è minima, così come quella della Grande distribuzione organizzata (GDO).

Ne consegue, quindi, che i due principali problemi della filiera dei carburanti da autotrazione sono riconducibili per un verso alla forte concentrazione a monte e, per l’altro, alla scarsa concorrenza a valle.

Di seguito sono analizzate nel dettaglio le singole fasi con lo scopo di valutare il volume dei flussi scambiati, gli attori e l’esistenza di spazi di entrata per nuovi soggetti.

L’approvvigionamento di carburanti per autotrazione: produzione e importazioni

La disponibilità di greggio nel 2007 supera i 94 milioni di tonnellate, di cui solo una piccola percentuale deriva dalla produzione nazionale (Figura 25). Le importazioni, non solo di greggio ma anche di prodotti semilavorati e finiti, costituiscono dunque la principale fonte di approvvigionamento utilizzata per soddisfare il consumo interno, nonché per le esportazioni di prodotti finiti, tipicamente benzine e gasoli. Le importazioni italiane risultano molto concentrate geograficamente: i principali Paesi di origine, Libia e Russia, coprono infatti quasi il 50% degli scambi complessivi.

Figura 25 -Disponibilità di petrolio - Italia, anno 2007*
(migliaia di tonnellate)

Greggio nazionale	5 839
Condensati da gas	21
Importazione di greggio - di cui:	88 158
Conto proprio	85 956
Conto committente estero	2 202
Importazione di semilavorati - di cui:	7 560
Importazione di prodotti finiti (1)	13 167
Gpl	1 483
Benzine	258
Virgin naphta	2 249
Carboturbo/Petrolio	807
Gasolio	1 332
Olio combustibile totale	2 321
Lubrificanti	243
Bitume	5
Altri (2)	4 469
Da scorte	207
Totale	114 952

(*) Dati provvisori.

(1) Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

(2) Comprendono le importazioni di Coke di petrolio.

Fonte: Unione Petrolifera - Relazione Annuale, 2008

La raffinazione

La raffinazione è l'attività di trasformazione del greggio in una serie di prodotti petroliferi, in parte pronti per l'utilizzo finale (benzina, gasolio, olio combustibile), in parte impiegati da altre industrie (semilavorati) per ulteriori lavorazioni. La raffinazione si configura come un'attività di processo in cui l'impiego di una materia prima sostanzialmente indifferenziata consente di ottenere una molteplicità di prodotti, sulla base di specifiche relazioni di natura tecnica. Le produzioni sono di tipo congiunto e le tecnologie di processo sono ormai da tempo generalmente note e diffuse, nonché perfezionate nelle loro principali caratteristiche.

I processi di raffinazione possono essere divisi in due categorie: la distillazione del greggio e il trattamento iniziale, cui viene sottoposto il petrolio per l'ottenimento delle principali frazioni da inviare alle fasi successive di lavorazione (butano e altri gas leggeri, benzina greggia, nafta, cherosene, gasolio, prodotto residuo o olio combustibile per l'industria) e i processi di valorizzazione, utilizzati per migliorare la qualità dei prodotti intermedi derivanti dalla fase di trattamento iniziale del greggio. Tra questi vanno considerati i cosiddetti processi di conversione (quali il *cracking* catalitico, l'*hydrocracking*, il *visbreaking*) per la trasformazione di alcuni distillati intermedi in

prodotti medi e leggeri e i processi (quali il *reforming* catalitico) utilizzati per migliorare la qualità, in termini ad esempio di contenuto di zolfo o di numero di ottani.

I singoli processi sono parzialmente sostituibili fra loro, è quindi possibile utilizzarne alternativamente uno, o un gruppo, rispetto a un altro, secondo scelte strategiche concernenti la gamma di derivati del greggio che si vogliono produrre.

Gli impianti di raffinazione in Italia sono 17, la quasi totalità controllati dalle società petrolifere che operano sul mercato italiano; i raffinatori indipendenti operano, invece, con contratti in conto lavorazione per le società petrolifere integrate verticalmente e in genere sono legati a loro in varia misura (Figura 26).

Storicamente, i margini di profitto della sola attività di raffinazione, come osserva anche l'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato, sono i più bassi della filiera, a causa dell'eccesso di capacità che caratterizzava il sistema italiano. Il processo di razionalizzazione degli ultimi trent'anni ha determinato una drastica ristrutturazione del sistema e una consistente riduzione degli impianti principalmente per adeguarlo alle variazioni della domanda. Rispetto al 1975, infatti, si è registrata una forte riduzione dei consumi di olio combustibile e, al contrario, un incisivo aumento della domanda di distillati medi e leggeri (soprattutto carburanti).

Figura 26 - Numero di raffinerie e capacità di raffinazione (Mtonn/anno)

	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006
Numero di raffinerie in attività	33	32	25	20	18	18	18	18
Capacità di distribuzione primaria (Mtonn/anno)	178	162	133	123	114		116	117
Capacità "effettiva" (*) (Mtonn/anno)	148	134	117	107	99	100.2	100.2	106.3

Fonte: Unione Petrolifera - Relazione Annuale, 2008

La capacità effettiva tecnico-bilanciata complessiva, ovvero quella supportata dagli impianti di lavorazione secondari adeguati alla produzione specifica, ferma dalla fine degli anni novanta a 100.2 milioni di tonnellate ha raggiunto, a fine 2006, i 106.3 milioni, grazie all'attività di ottimizzazione avviata sugli impianti italiani.

Con riferimento alla destinazione dei prodotti di raffineria va sottolineato che solo un terzo alimenta il mercato dei combustibili per autotrazione e che le lavorazioni per l'estero, già minoritarie, hanno registrato un ulteriore calo.

La logistica

L'attività logistica può essere considerata come l'insieme delle infrastrutture necessarie allo stoccaggio e al trasporto dei prodotti petroliferi alla fase di distribuzione:

rappresenta quindi l'anello di congiunzione tra la attività di raffinazione e la distribuzione finale (sia in rete che in extra-rete) e risulta pertanto di particolare rilevanza strategica. I forti vincoli normativi, territoriali ed economici hanno nel tempo impedito l'ottimizzazione delle società esistenti e la nascita di nuove: ne è derivato un mercato di permutate di prodotti finiti tra società che ha migliorato le condizioni di offerta da parte delle imprese, ma nello stesso tempo ha consolidato rapporti di collaborazione tra le imprese stesse. Gli interventi normativi non hanno sinora portato i risultato sperati in termini di ottimizzazione di processo.

I soggetti presenti nel comparto della logistica in Italia comprendono le otto società petrolifere verticalmente integrate, alcune società che operano in altri settori e dispongono di strutture proprie di stoccaggio di prodotti petroliferi (ad es. Enel, Snam, FS), operatori attivi esclusivamente nella logistica che tramite contratti di affitto, di transito e di deposito mettono a disposizione delle società petrolifere la propria capacità di stoccaggio; nonché alcuni operatori indipendenti (c.d. "retisti") che operano attraverso il Consorzio Grandi Reti. Questi ultimi, tuttavia, dispongono di poche strutture secondarie, inadeguate a renderli indipendenti per il rifornimento dei propri punti vendita dalle infrastrutture logistiche delle principali società petrolifere.

A livello territoriale, la capacità di stoccaggio non è uniformemente distribuita: le regioni con ruolo strategico sono Liguria, Friuli Venezia Giulia e Lombardia, mentre quelle dal difficile assetto geografico, come Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige e Umbria mostrano una capacità molto contenuta.

L'ampliamento della capacità di stoccaggio è impedito da una serie di vincoli (di tipo economico-finanziario, amministrativo ed ambientale) che limitano le opportunità di creazione di nuovi depositi, pertanto le società hanno dovuto, per ovviare alle eventuali carenze di dotazione, prendere in affitto capacità di stoccaggio dagli operatori indipendenti o effettuare scambi di prodotti finiti (c.d. permutate di prodotto). Quest'ultima opzione è la più ricorrente e rappresenta un'importante caratteristica della filiera, in quanto rende l'offerta frutto di decisioni "condivise" da più società petrolifere che dovrebbero, invece, essere in concorrenza tra loro per l'approvvigionamento.

Complessivamente in Italia sono presenti circa 700 depositi di capacità superiore a 3000 mc nonché oltre 15.000 depositi di capacità inferiore che possono essere classificati sulla base della:

- tipologia di infrastruttura
- depositi costieri, ubicati in modo da poter essere riforniti via mare;
- depositi interni, lontano dalle coste e spesso in prossimità di raffinerie interne o di oleodotti che collegano i depositi costieri con le aree interne.

-
- posizione fiscale dei prodotti stoccati
 - depositi liberi, per prodotti pronti alla commercializzazione (oneri fiscali assolti);
 - depositi fiscali, per prodotti che devono ancora assolvere gli oneri fiscali.

I depositi fiscali (costieri o collegati a raffinerie/oleodotti) sono strategici per le società verticalmente integrate, in quanto rappresentano il primo, obbligato anello di trasmissione del prodotto (raffinato od importato) a valle delle filiera. Vengono pertanto definiti depositi primari: gli operatori che detengono una posizione di forza rispetto ad essi, controllati sia direttamente che indirettamente da contratti di affitto, transito o deposito, godono di un vantaggio rispetto alle altre società prive di questa risorsa. Il loro numero è ridotto a causa dell'oggettiva limitatezza dei siti costieri e degli stabilimenti di raffinazione ed è molto inferiore a quello dei depositi interni che sono, invece, localizzati su tutto il territorio nazionale, soprattutto in prossimità delle grandi linee di comunicazione. La localizzazione dei depositi è un elemento cruciale in quanto la rete di distribuzione, sbocco finale della logistica, è caratterizzata da una ampia e capillare ramificazione sul territorio e richiede pertanto una forte struttura di distribuzione secondaria (dal deposito al punto vendita).

Un modo alternativo per il trasporto e lo stoccaggio del petrolio (greggio e finito) è l'utilizzo degli oleodotti: anche in questo caso la struttura proprietaria è dominata dalle società petrolifere verticalmente integrate, ma non mancano le società elettriche, sempre più numerose ed importanti, in seguito al processo di liberalizzazione dell'energia elettrica.

Infine, la fase più a valle della distribuzione viene effettuata prevalentemente attraverso trasporti su strada, per tutti i prodotti destinati al rifornimento degli impianti di distribuzione carburanti (rete stradale e autostradale), nonché i prodotti destinati ai consumi ad usi civili (condomini, ospedali, scuole, ecc.). Per lo svolgimento di questa fase della filiera le società petrolifere si servono prevalentemente di aziende terze specializzate.

Complessivamente, in Italia gli operatori realmente indipendenti dalle società petrolifere sono in numero molto ridotto: oltre alla partecipazione societaria esistono infatti forme di "controllo" commerciale, come ad esempio rapporti contrattuali che nei fatti determinano la piena disponibilità da parte delle società petrolifere della loro capacità di stoccaggio. Ciò è ancora più forte nel caso delle benzine, rispetto ai gasoli, a causa della diversa struttura dei canali di distribuzione: la sola rete ordinaria per le benzine e una forte presenza sull'extra-rete per i gasoli.

La distribuzione al dettaglio

I carburanti vengono distribuiti attraverso tre canali distinti: la rete stradale, la rete autostradale e la cosiddetta extra-rete, tutti caratterizzati dalla presenza preponderante di nove marchi, cosiddette “pompe colorate”, appartenenti alle otto principali compagnie petrolifere che rappresentano complessivamente oltre il 95% del totale dei punti vendita. Va puntualizzato, tuttavia, che tra i punti vendita “colorati” solo circa il 60% è di proprietà delle società petrolifere; i restanti sono posseduti da operatori indipendenti, cosiddetti retisti, che stringono accordi esclusivi di fornitura con una delle otto compagnie petrolifere, gestendo unicamente la somministrazione dei carburanti al consumatore finale. La parte della rete di distribuzione che non è controllata dalle compagnie petrolifere verticalmente integrate ammonta solamente al 5%, con una percentuale ancora minore in termini di quota di mercato. Fra questo migliaio di impianti, le cosiddette “pompe bianche” (altre stime sostengono siano almeno 2mila) si riconoscono importanti compagnie petrolifere e la GDO.

La struttura italiana dei punti vendita è caratterizzata da una eccessiva frammentazione tanto che la necessità di ristrutturazione e modernizzazione è stata da tempo enunciata quale priorità di intervento nel mercato dei carburanti. I progressi sinora conseguiti sembrano ancora insufficienti e ovviamente ci si può interrogare se l'efficienza passi unicamente per una riduzione quantitativa ovvero se non debbano trovare spazio anche valutazioni di tipo qualitativo.

Per quanto riguarda il primo aspetto, vanno considerati il numero dei punti vendita, sceso da 39mila nel 1980 a circa 22mila nel 2007, ma ancora distante dalla media dei principali Paesi europei (6mila), e l'erogato medio per impianto, indice della capacità di remunerazione di ciascuna struttura, il cui valore risulta molto basso (Figura 27 e Figura 28). Su queste valutazioni il dibattito è aperto: c'è infatti chi interpreta l'elevato numero dei punti vendita come la risposta ad una reale esigenza legata alle abitudini dei consumatori, i quali preferiscono avere a disposizione più punti vendita di piccole dimensioni e tra loro ravvicinati. A ciò si aggiungono le caratteristiche del territorio e della rete viaria che contano un gran numero di localizzazioni abitative diffuse sul territorio: su poco più di 8.100 comuni, la maggior parte ha popolazione residente al di sotto di 5.000 unità. La sostanziale predominanza delle grandi società integrate verticalmente consentirebbe la sopravvivenza di punti vendita, o di interi segmenti di reti locali, anche se in condizioni marginali o inefficienti; sopravvivenza possibile grazie a forme di compensazione orizzontali e verticali, ossia lungo le diverse fasi della filiera stessa.

Un'altra corrente di pensiero invece vede il numero elevato dei distributori come un chiaro indice di un mercato dove la libera concorrenza è limitata da forti vincoli

normativi. Si pensi ad esempio ai vincoli sulle distanze o sugli orari di apertura, piuttosto restrittivi in Italia. Resta, peraltro, un interrogativo circa il beneficio che si avrebbe nell'aumento dell'erogato medio: non è infatti certo che, a fronte di un evidente maggiore introito per gli operatori (e per lo Stato), vi sarebbero dei consistenti vantaggi anche per i consumatori, sia in termini di riduzione dei prezzi che in termini di miglioramento dei servizi offerti.

Per quanto riguarda l'aspetto qualitativo, invece, va osservato come la trasformazione dei punti vendita da semplici erogatori di carburante a veri e propri esercizi commerciali sta avvenendo in Italia molto lentamente. Rispetto agli altri paesi un punto vendita italiano manca quindi di una consistente risorsa di introito: se in Europa i gestori ricavano solamente il 40% dei propri fatturati dalla vendita di carburante, in Italia questa componente rappresenta oltre il 60% del giro d'affari.

I dati resi disponibili dall'Unione Petrolifera mostrano come tra tutte le "pompe colorate", al netto di quelle autostradali, circa un quarto è costituito da chioschi o punti isolati, circa il 30% stazioni di rifornimento e solo la restante parte da stazioni di servizio, le uniche a poter ospitare strutture non oil (diverse fonti sostengono che meno del 30% degli impianti ne sia dotato).

La scarsa diffusione di punti vendita più evoluti potrebbe dipendere dalle preferenze degli utenti, che in genere non prediligono gli impianti self service, ma anche dalla mancanza di concorrenza che determinerebbe una riduzione dei margini e una maggiore efficienza. L'assenza di una reale competizione non ha incentivato l'assunzione di politiche volte all'investimento per la modernizzazione della rete, al miglioramento dell'efficienza degli impianti esistenti, ad una maggiore corrispondenza fra l'estensione della rete e le capacità logistiche di ciascuna società.

Infine, va ricordata come ulteriore peculiarità della distribuzione italiana la presenza dell'extrarete, ovvero l'insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Questo canale è anch'esso dominato dalla presenza delle compagnie petrolifere che svolgono in questo caso il ruolo che negli altri mercati commerciali spesso è rivestito da tipologie di grossisti. Sull'extrarete i prodotti petroliferi vengono venduti a prezzi inferiori a quegli operatori che sono in grado di gestire le fasi più a valle della filiera o di acquistare maggiori volumi di prodotto e, con ciò, di ricavare un margine maggiore dalle vendite finali.

Fra i clienti principali dell'extrarete si ritrova la Grande Distribuzione Organizzata che grazie ad una capacità di investimento superiore agli operatori indipendenti risulta

in grado di accollarsi parte dei costi della filiera e dunque di porsi in una condizione più favorevole sul mercato nella fissazione dei prezzi. Anche la presenza della GDO nel mercato viene visto come un indice di efficienza della rete di distribuzione, si pensi che un punto vendita gestito dai gruppi commerciali ottiene un erogato medio anche 5 volte superiore ad un impianto ordinario medio. Per questo genere di esercizi commerciali i carburanti costituirebbero in buona misura solamente un servizio aggiuntivo che richiama il consumatore nel centro commerciale.

A fronte delle elevate potenzialità di questi operatori all'interno del mercato, in Italia questi operatori sono pochi e hanno un ruolo ancora del tutto marginale (inferiore all'1%).

Le catene della GDO premono affinché sia reso loro possibile entrare in questo mercato, producendo assetti distributivi molto più simili a quelli che caratterizzano il sistema francese. Dall'altro lato, le associazioni dei distributori indipendenti sono oltremodo preoccupate di questi possibili sviluppi. Il rischio è che lo "spiazzamento" già esercitato dalla GDO negli altri settori in cui è da tempo operante possa riprodursi nella vendita al consumo dei carburanti. Le preoccupazioni non sono trascurabili, anche perché sono in gioco assetti occupazionali e di impresa di cui non si può non tenere conto, anche volendo assecondare un ordinato processo di maggiore liberalizzazione.

È difficile negare che il miglioramento delle condizioni concorrenziali nella fase di distribuzione passi per una liberalizzazione dei vincoli commerciali e territoriali che impediscono l'entrata di nuovi attori. Una politica di maggiore liberalizzazione produrrebbe, con ogni probabilità, un processo di selezione degli impianti più efficienti basato unicamente sulle regole del mercato, tale da indurre le stesse società petrolifere a mantenere unicamente quelle strutture capaci di maggiori economie di scala o con migliori posizionamenti in riferimento alla rete logistica o con maggior capacità di introito derivante dalle attività cosiddette non oil. Attività il cui ampliamento allargherebbe il gioco competitivo fra i vari attori.

Non si può escludere la necessità di un complessivo intervento regolatorio. Per alcuni versi la situazione somiglia a quella di molti servizi a rete ove la soluzione è spesso stata indicata nello scorporo della proprietà della rete da coloro che gestiscono le attività a monte e a valle. Se sembra del tutto impraticabile il conferimento degli impianti di stoccaggio in un unico soggetto, nondimeno l'attività di regolazione dovrebbe garantire la possibilità di ingresso di nuovi soggetti, trasformando l'attività logistica in un servizio dalle caratteristiche più trasparenti e meno condizionabile dagli interessi degli attuali operatori.

Figura 27 - Italia: la stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio

	1995	2000	2005	2006
Autostradali	466	465	457	461
Stazioni di servizio	6 959	8 150	8 628	8 840
Stazioni di rifornimento	7 585	7 001	6 250	6 244
Chioschi/Punti isolati	11 775	7 398	5 963	5 885
TOTALE CAMPIONE⁽¹⁾ - di cui:	26 785	23 014	21 298	21 430
– con Gasolio	21 120	20 140	20 647	20 878
– con Gpl	1 031	1 252	1 357	1 372
– con benzina senza piombo	25 918	22 725	21 174	21 290
– con self-service/pre-pay ⁽²⁾	6 276	7 717	11 649	12 152
– con self-service/post-pay ⁽²⁾	2 809	3 998	6 162	6 483
POMPE BIANCHE ⁽³⁾	1 415	886	1 102	1 020
TOTALE ITALIA	28 200	23 900	22 400	22 450
Erogato medio ⁽⁴⁾	1 205	1 479	1 621	1 618

⁽¹⁾ Il campione comprende Api, Agip, Erg Petroli, Esso, IP, Q8, Shell, Tamoil, Total e per la prima volta nel 2006, IES.

⁽²⁾ Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2006 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e ser

⁽³⁾ Stima dell'UP. Data la nuova composizione del campione, nel 2006 non compare tra le pompe bianche il marchio IES. Il dato del 1995 non è confrontabile, perché calcolato con una diversa metodologia

⁽⁴⁾ Benzina e gasolio rete, in metri cubi.

Fonte: Unione Petrolifera - Relazione Annuale, 2008

Figura 28 - Europa - La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2007

	Totale punti vendita	% Self Service	Erogato medio complessivo (*)
Austria	2 812	68	2 299
Belgio	3 295	65	1 689
Danimarca	2 014	100	2 682
Finlandia	2 001	100	2 470
Francia	13 170	nd	3 180
Germania	15 036	99	3 058
Italia	22 450	29	1 618
Olanda	3 610	98	2 743
Norvegia	1 689	100	2 015
Regno Unito	9 382	98	3 993
Repubblica Ceca	3 649	92	1 755
Spagna	8 668	24	2 848
Svezia	3 701	100	2 644
Svizzera	3 465	94	1 445
Ungheria	1 517	52	2 479

(*) Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

Fonte: Unione Petrolifera - Relazione Annuale, 2008

Una ricostruzione della filiera

Il mercato petrolifero nazionale si articola essenzialmente in due attività principali - raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi - il cosiddetto *down-stream*, distinto dall'*up-stream* che riguarda ricerca e estrazione del greggio - che comportano non solo la presenza di impianti di raffinazione, ma anche il ricorso ad una struttura logistica - depositi, oleodotti, ecc.- che funge da anello di congiunzione tra raffinerie e rete carburanti. Funzione analoga di connessione svolge anche il trasporto su strada dei prodotti petroliferi.

In particolare la filiera analizzata si riferisce ai prodotti finiti - benzine, gasolio e GPL - per l'autotrazione, mentre per ottenere il bilanciamento complessivo del sistema paese vengono differenziati dal greggio i semilavorati e gli altri prodotti petroliferi (oli combustibili, nafta, ecc.) per usi diversi. La filiera complessiva si divide in due, in serie l'una all'altra: la filiera del greggio, dai porti e dai giacimenti petroliferi sino al processo di raffinazione, e la filiera dei prodotti petroliferi, dalla raffinazione al consumo finale o all'export.

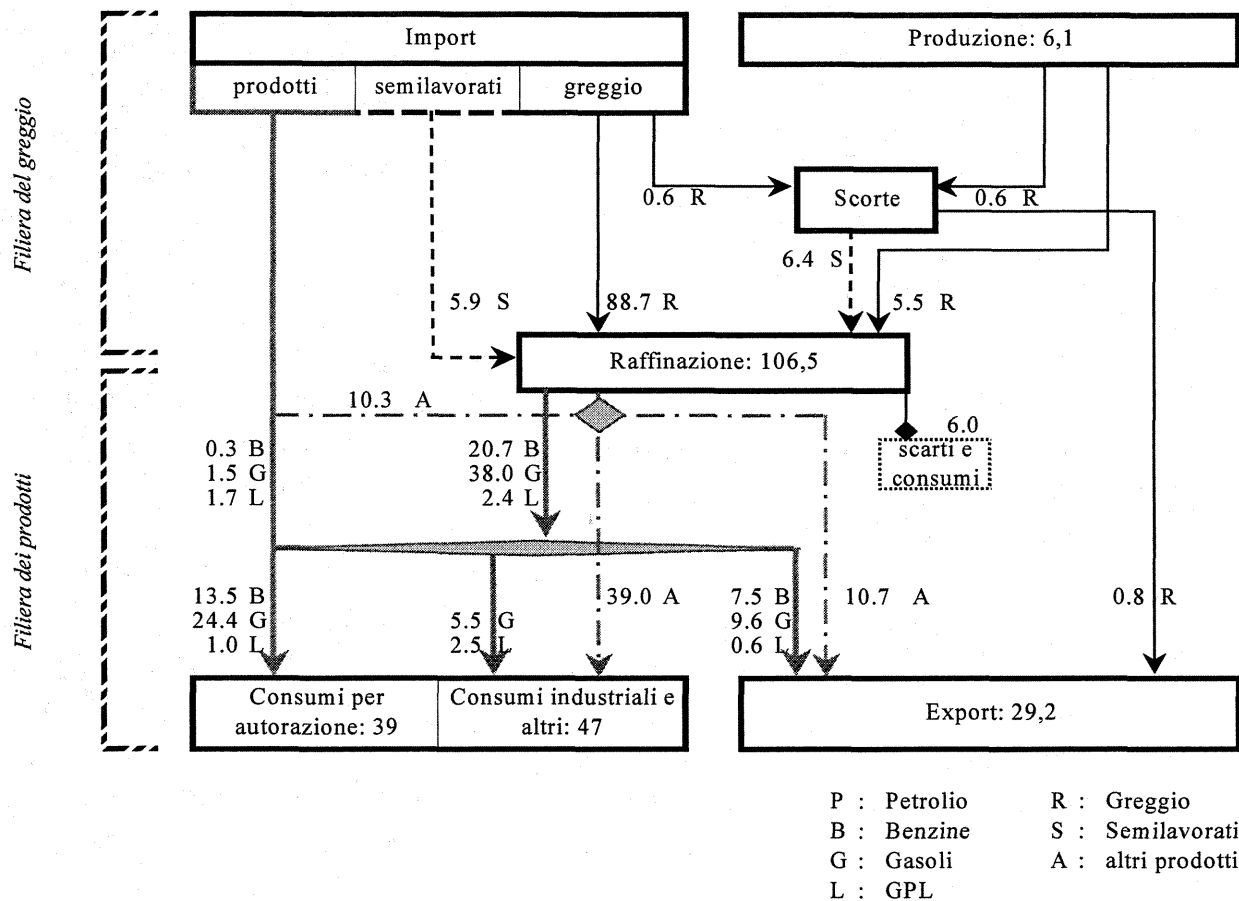
Le aziende petrolifere dominano l'intera filiera, svolgendo anche il ruolo che negli altri mercati appartiene all'ingrosso. Tramite il doppio canale distributivo, rete ed extra-rete, le società si accollano gran parte degli oneri logistici, nonché le procedure stesse di sicurezza che in un simile settore rappresentano un'importante fase della filiera. In pratica l'azienda petrolifera si occupa della ricerca e dell'estrazione del petrolio, tanto quanto della manutenzione dei serbatoi che si trovano nei punti vendita. Di conseguenza ha un ruolo decisivo nella determinazione del prezzo.

Fa parte integrante della filiera la presenza di scorte dei differenti prodotti, che, oltre a svolgere un ruolo strategico sia politico che industriale, raccolgono parte dei semilavorati e degli additivi necessari alla industria di raffinazione facendone dunque parte integrante.

Dei prodotti importati una parte, il 13% circa, passa direttamente nella seconda parte della filiera e viene introdotta nel mercato dei consumi finali e dell'export. Non è dato sapere quanta parte dei prodotti esportati provenga direttamente dall'attività di raffinazione svolta nel paese, in quanto non si dispone di statistiche disaggregate per provenienza

Figura 29 - La filiera in volume

Milioni di tonnellate (anno 2005)



Fonte: REF - Tendenze dei prezzi, n° 94, marzo 2007.

CONCLUSIONI E PROPOSTE DELLE CAMERE DI COMMERCIO

Nel corso degli ultimi anni è stata rilevata una costante ascesa delle quotazioni del petrolio. Facendo ricorso alla memoria storica si può ricordare che, ancora nel 2003, il costo del barile era inferiore ai 30 dollari mentre, a metà del corrente anno, ha raggiunto e superato i 150 dollari. Il 2008 potrebbe, tuttavia, essere caratterizzato da un momento di discontinuità: ai recenti massimi storici del mese di luglio è, infatti, seguito un calo repentino nei mesi autunnali che ha riportato nelle ultime settimane i prezzi verso i 60 dollari.

In questi anni, gli esperti si sono prodigati nel tentativo di distinguere il ruolo che in questo rialzo è stato esercitato dalla domanda, con nuovi paesi grandi consumatori, come Cina e India, incamminati in un sentiero di rapido sviluppo economico, e dall'offerta, e cioè ai vincoli alla capacità estrattiva ed alla raffinazione dovuti ai bassi investimenti dello scorso decennio. A questi elementi vanno aggiunti anche gli effetti da ricondurre all'eccesso di liquidità monetaria e che si è riversato oltre che sul mercato petrolifero anche su quelli delle altre materie prime, dei mercati mobiliari e immobiliari.

In questo dibattito, in cui si è tentato di isolare il "contributo della speculazione", si è innestato anche il tema della cronica esposizione a *shock* di questa natura da parte di un paese fortemente dipendente come il nostro, e sulle conseguenze dei rincari del greggio per famiglie e imprese.

Nella prima parte di quest'anno, l'impatto sull'economia è stato in parte compensato dal forte apprezzamento dell'euro, ma i rincari del petrolio anche misurati in valuta interna sono stati consistenti, pari a circa il 50%.

Nonostante la recente inversione di tendenza, se le quotazioni del greggio dovessero confermare i livelli correnti sino a fine dell'anno, in media, nel 2008 il petrolio sarà comunque rincarato di circa 40% in dollari e di oltre il 30% in euro.

Il calo del greggio, se ridimensiona l'entità dello *shock* petrolifero, non elimina il problema di rincari che già si sono abbattuti sui bilanci delle famiglie e sui conti delle imprese.

Un aumento del prezzo del petrolio implica com'è noto un trasferimento di ricchezza da paesi consumatori a paesi produttori. Il nostro paese è un importatore di prodotti energetici e per avere una idea della dimensione delle risorse drenate dall'aumento del petrolio è sufficiente guardare al saldo della bilancia energetica nazionale.

Questo saldo si è ampliato nel corso degli ultimi anni, più di quanto sia cresciuto il prodotto interno lordo italiano: da circa un punto e mezzo di PIL degli anni novanta si è

passati a oltre due punti di PIL all'inizio di questo decennio. Nel 2008 le stime indicano un ulteriore peggioramento con un deficit che vale ben oltre 4 punti di PIL.

Il canale di trasmissione dei rincari del greggio all'economia sono quelli noti: l'impatto diretto, con gli aumenti pressoché immediati dei carburanti per autotrazione e, dopo qualche mese, delle tariffe dell'energia elettrica e del gas che vanno a incidere su famiglie e imprese; il successivo impatto indiretto che si avvia quando i rincari dei carburanti e delle tariffe dell'energia divengono costi per il sistema delle imprese e risalgono la filiera distributiva sollecitando nuovamente i prezzi dei beni finali e cagionando una nuova erosione di potere d'acquisto per le famiglie.

In media una famiglia italiana spende quasi 3mila euro all'anno tra riscaldamento dell'abitazione (gas metano, gasolio e combustibili solidi), carburanti per l'auto e energia elettrica. Quest'anno il rincaro di queste voci sarà di quasi 300 euro (v., quanto detto, in precedenza, a pagg. 11-13).

Nel complesso, nel 2008, si prevede che attraverso i carburanti e le tariffe dell'energia, ovvero di solo impatto diretto, il petrolio drencherà quest'anno circa un punto di potere d'acquisto alle famiglie: l'aumento del petrolio sottrae pertanto alle famiglie un equivalente di risorse con cui era stata finanziata buona parte del progresso dei consumi nel 2007. Il petrolio è quest'anno la prima e maggiore causa della diminuzione dei consumi già in corso e i cui toni diverranno ancor più evidenti in occasione delle prossime festività natalizie.

Il petrolio nella forma di carburante, energia e gas, è parimenti un costo di produzione per le imprese. Una recente indagine sul costo dell'energia elettrica condotta dall'Unioncamere e dalla Camera di Commercio di Milano nell'area della provincia milanese ha misurato che tra il 2005 e il 2007 il costo della bolletta per le piccole e medie imprese è cresciuto del 20%, incidendo in maniera rilevante sui costi unitari variabili di produzione. Nel 2008 il prezzo dell'energia crescerà di un ulteriore 25% così che in un triennio l'aggravio dei costi dell'energia elettrica si posizionerà vicino al 50%.

Il costo dell'energia è un fattore determinante per l'influenza che esercita sulla competitività delle imprese, soprattutto rispetto ai *competitor* provenienti da paesi dell'area della moneta unica.

Nel caso dell'energia elettrica le statistiche internazionali dimostrano che ad essere maggiormente gravato è il sistema delle PMI italiane che sostiene un costo dell'energia elettrica che è del 20% più elevato della media dei paesi dell'euro, con punte anche superiori al 50% rispetto ad un omologo francese (laddove, evidentemente, gioca un forte ruolo la parziale autosufficienza energetica). E' evidente che questo è l'esito di una maggiore dipendenza del paese dai combustibili fossili, in conseguenza delle passate

scelte di politica economica, ma anche di una fiscalità sul chilowattora che penalizza soprattutto le PMI.

In un mercato totalmente liberalizzato un limite per le PMI è anche quello di non disporre delle competenze e del supporto tecnico necessario a confrontarsi con le complesse logiche che governano i mercati dell'energia. Vi è dunque anche un deficit culturale da colmare: quello dell'energia elettrica è un mercato che sta conoscendo profonde trasformazioni in questi anni dove le Camere di Commercio possono porsi al servizio delle PMI fornendo un supporto di conoscenze, oltre che dei riferimenti per orientarsi tra le offerte commerciali.

Le direzioni di lavoro vedono già oggi il sistema camerale impegnato su diversi versanti, dalla promozione presso le imprese della conoscenze necessarie a misurarsi con il mercato libero dell'energia elettrica, alla quantificazione dei costi che gravano sui bilanci delle PMI, sino alla ricognizione e pubblicazione di prezzi di riferimento per "forniture tipo" praticate alle PMI.

Tra queste esperienze si inserisce l'indagine annuale, già citata, sul costo del servizio di fornitura pagato dalle categorie produttive promossa da Unioncamere. Questo lavoro ha permesso di fare luce sulle principali caratteristiche del ciclo produttivo (numero dei turni, struttura tipo della settimana lavorativa, ecc.), dei prelievi di energia elettrica (volumi consumati, potenza impegnata, tensione di allacciamento, ecc.), sulle condizioni contrattuali che regolano l'evoluzione dei corrispettivi del servizio di fornitura alle PMI. A distanza di due anni dalla completa apertura del mercato dell'energia alle PMI l'indagine consente di quantificare i risparmi di costo attivabili con il passaggio al mercato libero, che dal 3-4% del 2005 è cresciuto al 7-8% nel 2007.

L'iniziativa, che si è avvalsa del supporto e del coinvolgimento fattivo dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, rappresenta un esempio di buona pratica che sarà estesa ad altre realtà del mondo camerale.

Trasparenza e pubblicità ai risparmi di costo rappresentano un elemento in grado di orientare le PMI nella scelta del fornitore e nella valutazione delle offerte commerciali che vengono loro sottoposte. Sono mancati e ancora oggi mancano riferimenti sui prezzi e sui costi sostenuti dalle imprese, cioè gli elementi essenziali di conoscenza che testimoniano il funzionamento di un mercato.

Riconoscendo questo limite, il sistema camerale sta investendo su tali tematiche attraverso il lancio di un progetto di sistema – ovvero un progetto che coinvolge tutta la rete camerale – muovendo dall'esperienza sviluppata dall'Unioncamere con la Camera di Commercio di Milano: quest'ultima da circa un anno rileva presso grossisti e venditori i prezzi dell'energia elettrica per "forniture tipo" attivate da PMI che opportunamente sintetizzate vengono pubblicate nell'ambito dei *mercuriali* diffusi da

detta Camera di Commercio. Si tratta attualmente del primo e unico riferimento circa i prezzi praticati sul mercato libero esistente in Italia, che consente alle PMI di orientarsi tra le offerte e ai fornitori di evidenziare la propria capacità di offrire energia elettrica a condizioni economiche competitive.

Siamo tuttavia all'inizio di un percorso con iniziative che nei prossimi anni vivranno una progressiva estensione alla rete delle Camere di Commercio di strumenti innovativi in grado di avvicinare le imprese al mercato libero e a promuoverne un uso maggiormente consapevole.

Venendo ora all'altro tema di questa audizione, anche per il costo dei carburanti le notizie sono poco confortanti: i prezzi alla pompa di benzina e gasolio sono tra i più alti d'Europa e la causa è nello stacco che esiste tra i prezzi industriali italiani e quelli degli altri principali mercati europei (circa del 10%), anche se, come rilevato di recente anche dal Ministero dello Sviluppo economico, anche in Italia i prezzi dei carburanti continuano a ridursi per se con ulteriori margini di riduzione. Il divario fra il "prezzo Italia" e la media UE esiste nonostante il nostro paese sia ai primi posti in Europa per capacità di raffinazione ed esportatore netto nei confronti degli altri mercati europei.

Una recente analisi di filiera messa a punto dal sistema camerale – sulla base delle indicazioni rese disponibili dall'Unione petrolifera nonché raccolte dall'Autorità garante della concorrenza - ha evidenziato che i principali problemi sono due: la forte concentrazione a monte della filiera, non solo nella fase di raffinazione ma in particolare anche in quella di stoccaggio e la difficoltà di poter contare a valle su una pluralità di forme distributive.

Il nostro paese è quello con volumi di erogato di gran lunga inferiori a quelli dei maggiori paesi della UE e che dovrebbe lavorare per adeguare e rendere più efficiente la rete distributiva.

In questo quadro, infine, non giova la frammentazione e sovrapposizione di competenze tra Stato, Regioni e Province che rappresenta un ulteriore ostacolo ad una azione di ammodernamento delle rete.

Parimenti auspicabile sarebbe lavorare nella direzione di un contenimento anche di altri costi di sistema: spazi importanti possono essere recuperati, ad esempio, con una convinta liberalizzazione dei servizi pubblici locali, i cui costi, le tariffe, gravano sui bilanci delle famiglie e sui conti economici delle imprese che sono poi costrette a "scaricare" tali maggiori costi sui prezzi finali dei loro beni e servizi.

Su tali aspetti, nei primi mesi del 2008 l'Unioncamere ha realizzato una indagine sulle società partecipate dagli enti locali, attraverso l'analisi dei bilanci presentati alle Camere di Commercio. Lo studio dedica tra l'altro un approfondimento specifico alle

società partecipate operanti nel settore dei servizi pubblici locali (produzione di energia elettrica, gas e acqua, trasporti e gestione dei rifiuti) che costituiscono una componente cospicua dell'universo di queste imprese.

Il primo dato che emerge riguarda la modesta correlazione esistente tra l'incremento delle tariffe al consumo e redditività delle *local utilities*. I dati mostrano infatti che dal 1996 al 2006 le tariffe di questi servizi, in particolare quelle di acqua, gas e rifiuti, in misura minore dell'elettricità, sono cresciute mediamente del 40%, il 15% in più dell'inflazione.

A fronte di questo processo, gli andamenti delle società controllate attive nei servizi pubblici locali, se raffrontati con quelli di tutte le imprese del settore, risultano decisamente meno brillanti. Infatti:

- Il valore aggiunto per addetto è di 60,6 mila euro mentre nel totale Italia sfiora i 98 mila euro;
- Il costo del lavoro per addetto è di 42,3 mila euro mentre per il totale Italia è di 41,9 mila euro;
- Il margine operativo lordo è il 30,3% del valore aggiunto mentre per il totale Italia è il 57,2%;
- Il rendimento del capitale proprio investito (ROE) è il 3% mentre per il totale Italia è l'11,2%.

In generale, se si fa eccezione per i trasporti, più è elevata la quota di partecipazione di azionisti privati nelle società degli EELL, e migliori sono i risultati.

Anche per questo, il Governo, tramite anche la figura del Garante dei prezzi, ha ribadito l'obiettivo di monitorare sistematicamente la dinamica dei prezzi, coinvolgendo gli appositi Uffici delle Camere di Commercio e l'Unioncamere. Anche partendo da questa esperienza, il sistema delle Camere di Commercio avvierà prossimamente un monitoraggio dei prezzi e delle tariffe locali, per accrescere la trasparenza informativa nei confronti di imprese e consumatori.

Accanto alla promozione della cultura del mercato libero e al monitoraggio dei corrispettivi dei servizi è importante tenere presente che le PMI, al pari del famiglie, sono l'anello più debole nel delicato equilibrio dei rapporti contrattuali. Per questo motivo, nell'ambito delle tradizionali attribuzioni di regolazione del mercato, l'Unioncamere insieme a tutto il sistema camerale e con il contributo soprattutto delle Camere di Commercio di Milano e Roma, si è mosso avviando una attività di valutazione dei contratti e di formulazione di pareri sulla conformità delle clausole contenute nei contratti di fornitura di energia elettrica tra imprese erogatrici di energia elettrica e PMI.

Si ricorda infine che, sempre nell'ambito delle funzioni orientate alla regolazione ed alla trasparenza del mercato, le Camere di Commercio, a seguito del passaggio con il D.Lgs. n. 112/1998 delle competenze dell'allora Ministero dell'Industria, sono titolari delle funzioni esercitate dagli uffici metrici.

Come è noto, tra gli altri, vengono sottoposti ai controlli metrici anche gli erogatori di carburanti: nel 2006, ad esempio, sono stati effettuati più di 22.000 sopralluoghi degli ispettori metrici presso la rete carburanti – composta da 22.450 punti vendita – e sono stati verificati circa 218.000 strumenti metrici rispetto ad un parco complessivo strumenti di 292.000 unità.

Il nostro paese rimane un paese esposto, più di altri, all'aumento dei costi del greggio. Se le conseguenze del maggiore costo del petrolio sono ineludibili ampi spazi di lavoro rimangono per far funzionare al meglio i mercati dell'energia e supportando le PMI affinché possano cogliere le opportunità di mercati liberalizzati.